

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE
PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN MEDIDOR
ULTRASONICO PARA REEMPLAZO DEL MEDIDOR DE PRESIÓN
DIFERENCIAL EN LA MEDICION DE GAS NATURAL EN EL NORESTE
DEL PERÚ”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

BR. RENATO EDER SANDOVAL CRISANTO

PIURA - PERÚ
ABRIL - 2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

Facultad de Ingeniería de Minas

Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo



TESIS

**“EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN MEDIDOR
ULTRASONICO PARA REEMPLAZO DEL MEDIDOR DE PRESIÓN
DIFERENCIAL EN LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL EN EL NORESTE
DEL PERÚ”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA
OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

BR. RENATO EDER SANDOVAL CRISANTO
EJECUTOR

ING. PERCY MANUEL VALENZUELA PELAYO
ASESOR

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS

Yo, **RENATO EDER SANDOVAL CRISANTO**, identificado con CU/DNI N°
0622004040/ 43680260, **Bachiller de Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo**,
Facultad de Ingeniería de Minas y domiciliado en Urbanización los educadores MZ O
lote 8 Piura, Provincia de Piura, Departamento de Piura, **Celular 942651810**, **Email:**
renato_1201@hotmail.com

DECLARO BAJO JURAMENTO: que la tesis que presento es original e inédita, no
siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada y/o realizada en el Perú o en el
Extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a
los alcances de lo establecido en el Art. 411, del Código penal concordante con el Art. N°32
de la Ley N° 27444 y Ley de Procedimientos Administrativos General y las Normas Legales
de Protección a los Derechos de Autor.

En fe de lo cual firmo la presente:

Piura, 08 de Abril de 2019



RENATO EDER SANDOVAL CRISANTO
DNI N°

Artículo 411.- El que, en un procedimiento administrativo, hace una falta declaración en
relación con hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de
veracidad establecida por ley, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno
ni mayor de cuatro años.

**Artículo 4. Inciso 4.12 del Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para
optar grados académicos y títulos profesionales-RENATI Resolución de Consejo Directivo N°
033-2016-SUNEDU/CD**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

Facultad de Ingeniería de Minas

Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo



TESIS

**“EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN MEDIDOR
ULTRASONICO PARA REEMPLAZO DEL MEDIDOR DE PRESIÓN
DIFERENCIAL EN LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL EN EL NORESTE
DEL PERÚ”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA
OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

DR. ING. WILMER AREVALO NIMA
PRESIDENTE

ING. GREGORIO MECHATTO QUINTANA M.Sc.
SECRETARIO

ING. CARLOS RAMIREZ CASTAÑEDA
VOCAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
DECANATO

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 032-CF-2019, de fecha veinticuatro de enero de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día jueves siete de marzo de dos mil diecinueve, a horas 11:00 a.m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "**EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DE UN MEDIDOR ULTRASÓNICO PARA REEMPLAZO DEL MEDIDOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL EN LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL EN EL NORESTE DEL PERÚ**", conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **SANDOVAL CRISANTO RENATO EDER**, cuenta con el asesoramiento del Ing° Percy M. Valenzuela Pelayo. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, lo declaran:

DESAPROBADO	A P R O B A D O			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	X -----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

DR. ING° WILMER ARÉVALO NIMA
Presidente del jurado calificador

Piura, 07 de marzo de 2019.

ING° GREGORIO MECHATO QUINTANA M.Sc.
Secretario del jurado calificador

ING° CARLOS RAMÍREZ CASTAÑEDA
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

DEDICATORIA

Con inmarcesible amor y cariño dedico el presente trabajo de Tesis a mis Padres **, porque me apoyaron constantemente y contribuyeron con su paciencia y perseverancia en la culminación de mi trabajo de investigación. Gracias por estar siempre a mi lado, por haberme enseñado que lo más importante en la vida no llega fácil sino que se logra con trabajo duro y honesto, dándome para seguir adelante, superándome constantemente como profesional.

Renato Eder.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Nacional de Piura donde me forme como Ingeniero de Petróleo.

Al Ing. Percy Manuel Valenzuela Pelayo, por darme toda la ayuda y confianza para la realización y cumplimiento de lo acometido.

Y a todos aquellos que de una u otra manera me brindaron su apoyo y ayuda para la culminación de mi tesis.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I:	
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 HIPÓTESIS	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.	3
1.4 OBJETIVOS.	5
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.	5
1.4.2 OBJETIVO ESPECÍFICO.	5
1.5 METODOLOGÍA DE TRABAJO.	6
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	
2.1 GAS NATURAL	7
2.1.1 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL.	7
2.1.1.1 DE ACUERDO A SU COMPOSICIÓN.	7
2.1.1.2 DE ACUERDO CON SU LOCALIZACIÓN EN EL SUBSUELO	8
2.2 USOS DEL GAS NATURAL.	8
2.3 GAS NATURAL COMPRIMIDO.	8
2.4 GAS NATURAL LICUADO.	10
2.5 IMPACTO AMBIENTAL.	10
2.6 MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS NATURAL.	10
2.6.1 COMPONENTES DE MEDIDORES DE FLUJO	12
2.6.2 TIPOS DE MEDIDORES DE FLUJO	12
2.6.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MEDIDORES	13
2.6.4 MÉTODOS DE MEDICIÓN CON MEDIDORES.	13
2.7 MEDICIÓN POR PLACA DE ORIFICIO	14
2.7.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.	14
2.7.2 COMPONENTES DE LA PLACA DE ORIFICIO.	16
2.7.3 ESPECIFICACIONES DE PLACA DE ORIFICIO.	16
2.7.4 DIMENSIONES DE PLACAS DE ORIFICIO.	16
2.7.5 TIPOS DE PLACAS DE ORIFICIO.	16
2.7.6 TIPOS DE TOMAS DE LA TUBERÍA.	17
2.7.7 REGISTRADORES DE PLACA DE ORIFICIO.	20
2.7.8 VENTAJAS.	21
2.7.9 DESVENTAJAS.	22
2.7.10 EXACTITUD.	22
2.7.11 ECUACIÓN BÁSICA DE FLUJO POR PLACA DE ORIFICIO.	23
2.8 MEDIDORES ULTRASÓNICOS.	25
2.8.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.	25
2.8.2 COMPONENTES.	26
2.8.3 MODOS DE CALIBRACIÓN.	27
2.8.4 MANTENIMIENTO.	27
2.8.5 VENTAJAS.	27
2.8.6 DESVENTAJAS.	28
CAPITULO III	
3.1. FACTORES DE INCERTIDUMBRE EN LA MEDICION DE GAS	29
3.2. ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS	31
3.3. ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDIDORES POR PRESIÓN DIFERENCIAL.	32
3.4. ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS.	35

CAPITULO IV	
4.1. CASO DE ESTUDIO: MEDICIÓN CON PLACA DE ORIFICIO.	37
4.2. DISEÑO DE MEDIDOR ULTRASÓNICO.	41
4.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS ULTRASÓNICO.	41
4.2.2. SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE MEDIDOR ULTRASÓNICO.	42
4.2.3. INSTALACIÓN.	44
4.2.4. EXACTITUD Y PRECISIÓN.	45
 CAPITULO V	
5.1 EVALUACIÓN FINANCIERA.	46
 CONCLUSIONES	48
RECOMENDACIONES.	49
BIBLIOGRAFÍA.	50

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura N°01 Proceso de Producción de Gas Natural	12
Figura N°02 Medidor de Gas Natural	15
Figura N°03 Modelos de Placas de Orificio	17
Figura N°04 Bridas Porta placas	19
Figura N°05 Medidor de Orificio	19
Figura N°06 Registradores Barton	20
Figura N°07 Medidor Ultrasónico Efecto Doppler	23
Figura N°08 Medidor Ultrasónico Efecto Doppler	24
Figura N°09 Medidor Ultrasónico Efecto Doppler	25
Figura N°10 Factores Incertidumbre En La Medición De Gas Natural	29
Figura N°11 Cadena Incertidumbre en la medición de Gas Natural	30
Figura N°12 Incertidumbre de un Medidor Placa de Orificio	32
Figura N°13 Incertidumbre de un Medidor Placa de Orificio	33
Figura N°14 Incertidumbre Resultados	34
Figura N°15 Incertidumbre Resultados	36
Figura N°16 Ubicación general Lote II y Lotes de contratos petroleros	37
Figura N°17 Sistema de producción, recolección, separación, compresión y comercialización de gas natural – lote II	38
Figura N°18 Planta de Venta y Fiscalización 321	38
Figura N°19 Data Técnica Medidor Nuflo Modelo 2000	39
Figura N°20 Data Técnica Medidor Nuflo Modelo 2000	40
Figura N°21 Data Técnica Medidor Ultrasónico	41
Figura N°22 Data Técnica Medidor Ultrasónico	42
Figura N°23 Data Técnica Medidor Ultrasónico	42
Figura N°24 Variables para instalación de un Medidor Ultrasónico	43
Figura N°25 Medidor Ultrasónico Emerson 3410	43
Figura N°26 Especificaciones para Instalación Medidor Ultrasónico Emerson 3410	43
Figura N°27 Especificaciones técnicas Medidor Ultrasónico Emerson 3410	4

INTRODUCCIÓN

La medición de hidrocarburos gaseosos se realiza utilizando técnicas antiguas y modernas las mismas que incluyen el uso de tecnologías de punta en las operaciones de supervisión y fiscalización de hidrocarburos de acuerdo las normas técnicas internacionales como, las normas API, ASTM y AGA, vigentes en la industria de los hidrocarburos. Estas técnicas son aplicadas en los equipos e instalaciones ubicadas en las plantas, patios de tanques y/o puntos de fiscalización y de transferencia de custodia. Durante los procesos de auditoría en medición de volúmenes de hidrocarburos se evalúa el nivel de cumplimiento de las normas técnicas aplicables a las mediciones manuales y automáticas, así como la verificación del estado de calibración de los instrumentos y equipos de medición. Específicamente se considera que todos los instrumentos medidores de flujo poseen una incertidumbre asociada cuya estimación permite demostrar la dependencia de la composición del fluido, de la temperatura, de la presión, de la masa específica, la viscosidad, compresibilidad, entre otros; así como, de la existencia de una fuerte dependencia del régimen de flujo y del tipo de instalación por lo que se considera necesario realizar la estimación de las incertidumbres asociadas a cada medición.

Por tanto, la presente tesis tiene el propósito de mostrar la estimación de las incertidumbres, cuando se utilizan dos tipos de medidores de diferentes niveles de exactitud. específicamente en las mediciones de flujo de gas natural que se realizan en una planta de GNC en la región.

De acuerdo a ello, el capítulo 1 establece el planteamiento del problema que se presenta cuando se realizan mediciones de flujo de gas natural; esto implica identificar objetivos generales y específicos que conseguir en el desarrollo de la investigación relacionada a este tema y a establecer una hipótesis pertinente cuya comprobación permitirá establecer criterios de decisión en la medición de gas natural por parte de los operadores y contratistas.

El capítulo 2 desarrolla el marco teórico del proyecto, Se incluye el concepto de Medición y se pone en el contexto de la medición de flujo de fluidos como el gas natural. Por otro lado, se ofrece una descripción de los principales medidores de flujo de gas natural centrándose en aquellos, medidores ultrasónicos y de placa de orificio, en los que se realizará la estimación de la incertidumbre e identificando los factores de incertidumbre en las mediciones de gas natural.

El capítulo 3 establece, como resultado de la investigación, la estimación de la incertidumbre en medidores ultrasónicos y en medidores de presión diferencial, así como los modelos matemáticos involucrados en las estimaciones de incertidumbre por cada tipo de medidor.

El capítulo 4 presenta el caso de estudio y señala las principales conclusiones a las que se llega luego del análisis comparativo de los sistemas de medición en estudio.

El capítulo 5 presenta el análisis económico de la instalación del sistema de medición ultrasónico para el caso de estudio, así como las recomendaciones y conclusiones que permitan mejorar la calidad y confiabilidad de las mediciones en el caso de estudio.

CAPITULO I

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, en las mediciones de flujo de gas natural en el punto de fiscalización no se reportan las incertidumbres a causa de la medición por placa de orificio por lo que los resultados no son comparables entre mediciones realizadas con el mismo instrumento y menos con otro alternativo. Por tanto, en la medida que a cualquiera de los actores que actúa en el Punto de Fiscalización (vendedor, comprador o Estado) le interesa una mejor precisión cualesquiera que sean las razones: incumplimiento de regulación, mejora en la determinación de regalías, del canon, y otras, por ello debe realizarse la estimación y comparación de incertidumbres del sistema de medición actual y con el medidor ultrasónico.

1.2. HIPOTESIS

El sistema de presión diferencial (placa de orificio) es un método que presenta un alto valor de incertidumbre o error en la medición de volúmenes de gas. En la actualidad existen sistemas de medición que presentan mayor precisión en las mediciones, uno de ellos es el sistema de medición por ultrasonido, el cual presenta la mayor precisión y que se adecua a diferentes tipos y/o condiciones de operación y configuraciones. De acuerdo a ello se plantea la evaluación y comparación del sistema de medición actual (placa de orificio) con el sistema de medición por ultrasonido, para establecer la respuesta a la pregunta ¿Es necesario el cambio del sistema de medición actual (placa de orificio) por una medición ultrasónica, considerando el crecimiento de la demanda de los volúmenes de gas producidos?

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Por la década del sesenta, en el país, de acuerdo a Nicanor Hurtado de Mendoza, la fiscalización del crudo producido en los campos se realizaba manualmente por personal de las compañías privadas y del Estado en las áreas de explotación del Noroeste y Selva Central en los patios de tanques (puntos iniciales) para ser transferidos posteriormente a las refinerías por vía terrestre o embarcados por vía marítima o fluvial. Las mediciones se realizaban bajo procedimientos propios de cada compañía basados en normas internacionalmente aceptadas y que podían diferir entre ellas. Eventualmente, personal de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) intervenía en la supervisión de verificación de inventarios. El gas natural, que en parte era utilizado en las operaciones propias de las compañías o era liberado a la atmósfera, no era fiscalizado. Con el inicio de la explotación del petróleo en Selva Norte y bajo el contrato de recuperación secundaria en el Lote 10 (Noroeste), Occidental Petroleum implementó la medición automática del crudo utilizando medidores de desplazamiento positivo bajo la supervisión de Petroperú. La verificación de las mediciones en patio

de tanques permitió comprobar que las mediciones realizadas utilizando medidores automáticos eran más precisas que las Mediciones manuales. A partir de la privatización de Petroperú, las empresas contratistas empezaron a utilizar medidores de turbina por su menor peso y ocupar menor espacio. Posteriormente, se dio inicio a la utilización de medidores másicos por ser completamente automáticos además de que su precisión no está afectada por las variaciones de la presión, temperatura, viscosidad y densidad.

En el caso del gas natural, dada la importancia de este hidrocarburo para la generación eléctrica y la industria petroquímica, algunas empresas contratistas utilizaban el integrador mecánico para el cálculo del volumen de gas y, a partir de un análisis de composición realizado en un laboratorio, el de su poder calorífico. Otras empresas, en cambio, dado su nivel de producción, utilizan equipos automáticos como los computadores de flujo y los cromatógrafos en línea ubicados en los puntos de fiscalización para la determinación del volumen y el poder calorífico del gas natural producido.

Por lo anteriormente expuesto, se concluye que, en la medida que el objeto de la medición y fiscalización de los hidrocarburos es determinar los volúmenes que serán comercializados, sujetos a regalías o retribución y transporte, el operador o contratista hace la medición usando instrumentos y equipos dispuestos para conocer los volúmenes que serán transferidos, en un periodo determinado, desde el punto de medición. Entonces, la estimación de las incertidumbres asociadas se justifica a través de la eliminación o reducción del error humano; la mejora en la precisión de las mediciones; la reducción de los costos; la mejora en el reporte y transmisión de los datos; y, además, en el cumplimiento de las normas técnicas relacionadas a los instrumentos y equipos de medición utilizados.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

- Identificar las fuentes de incertidumbre que podrían estar afectando la medición de gas natural realizada por la empresa operadora en el punto de fiscalización.
- Conocer la tecnología de medición ultrasónica y su aplicación en la transferencia de custodia de gas natural.
- Evaluar las ventajas económicas que representa la instalación de un medidor de ultrasonido en una planta de GNC.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- En temas técnicos, Determinar el ahorro al reemplazar el sistema de medición de placa de orificio por un medidor ultrasónico en una planta de GNC.
- En temas de seguridad, ayudar a prevenir gastos por potencial ocurrencia de accidentes al detectarse situaciones de riesgo de manera oportuna.
- En temas de medio ambiente, prever los niveles de daño al medio ambiente y realizar acciones de remediación y mitigación a menores costos.

1.5. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para la realización del presente trabajo de tesis, se han tomado en cuenta las siguientes etapas:

1° Fase: Recopilación de la información existente del sistema actual de medición de gas natural (propiedades y características del gas, equipos utilizados en el proceso, entre otros).

2° Fase: Procesamiento de la información, Cálculo de incertidumbre en la medición de gas natural a través de placa de orificio y ultrasónico.

3° Fase: Análisis e interpretación de todos los datos obtenidos de ambos sistemas de medición, así como recomendaciones para el mejoramiento de la exactitud y confiabilidad en la venta de gas natural.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2. GAS NATURAL

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas estructurales y estratigráficas. Dentro de éstas, los hidrocarburos o el gas están contenidos en una roca porosa y permeable. Las trampas de acumulación de hidrocarburos permiten la acumulación de hidrocarburos; estas pueden ser de origen estructural o estratigráfico; y se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa.

- Reinyección al yacimiento.
- Generación eléctrica.
- Uso doméstico.
- GNV.
- Industrializado.

2.1. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

2.1.1. De acuerdo con su composición:

Gas Rico (Húmedo): es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C+3) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es muy utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

Gas Pobre (Seco): está formado prácticamente por metano (85-98%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos entre otros.

Gas Agrio: contiene impurezas como H₂S y CO los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero.

Gas Dulce: es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) H₂S, los gases naturales en Perú no contienen H₂S.

2.1.2. De acuerdo con su localización en el subsuelo:

Gas Asociado: es el gas disuelto que se encuentra en solución en el petróleo.

Gas libre: es el gas que se encuentra en capas de gas o en un yacimiento de petróleo cuando la $P_r < P_b$.

Gas Condensado: se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado.

Durante la producción del yacimiento, la presión puede disminuir en el área de condensación retrograda permitiendo que el gas condense a petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído.

Esto se evita inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

2.2. USOS DEL GAS NATURAL

Reinyección de gas a yacimientos petrolíferos para mantener la presión del yacimiento y con fines de recuperación secundaria. Se puede almacenar gas en arenas acuíferas o en zonas de gas para su posterior uso.

En levantamiento artificial de petróleo con gas-lift. Como combustible para uso industrial, comercial y doméstico.

En procesos petroquímicos para obtener amoníaco, olefinas, metanol, etc. Parte del gas (menos del 15%) se arroja a la atmósfera.

2.3. GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

El gas natural comprimido es una simple mezcla de gases, más conocido por la sigla GNC. Es un combustible para uso vehicular e industrial que, por ser económico, es considerado una alternativa sustentable para la sustitución de combustibles líquidos. Se utilizan indistintamente los términos gas natural comprimido y gas natural vehicular (GNV).

El GNC es esencialmente gas natural almacenado a altas presiones, habitualmente entre 200 y 250 bar, según la normativa de cada país. Este gas natural es principalmente metano, que al tener un alto índice de hidrógeno por carbono (4) produce menos CO₂ por unidad de energía entregada, en comparación con otros hidrocarburos más pesados (con más tomos de carbono y un menor radio H/C).

Es difícil establecer con claridad las características del GNC existente en el mercado ya que su composición varía en función del yacimiento de donde se extrae y del tratamiento posterior que le da la empresa gasera.

Propiedad	Gas Natural
Componente principal	CH4 (~90%)
T° de ebullición a 1 atm (°C)	-160°C
Peso específico	0,808
Densidad en fase líquida (kg/l)	0,423 (*)
Poder calorífico(kcal/kg)	1.990
Índice octano	115
Densidad relativa al aire	0,625

Propiedades Fisicoquímicas de Gas Natural
Fuente: Producción Gas Petromont

24 Hour Averages from 22/03/2019 09:32:13 a.m. Analyzer: Planta Gas 321.

LAMAR USA LLC

SN:9011983 SO:704952

1 Heating Value Gross BTU Dry S: 1 Proceso

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	1055.54000	1042.44000	1068.33000	258

2 Relative Density Gas Corr. S: 1 Proceso

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.58608	0.57743	0.59414	258

3 Mole Percent S: 1 Proceso C6+ 47/35/17

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.28292	0.00000	0.47962	258

4 Mole Percent S: 1 Proceso PROPANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.48889	0.41268	0.54893	258

5 Mole Percent S: 1 Proceso i-BUTANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.16129	0.12862	0.19733	258

6 Mole Percent S: 1 Proceso n-BUTANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.18339	0.14683	0.22684	258

7 Mole Percent S: 1 Proceso NEOPENTANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.00000	0.00000	0.00000	258

8 Mole Percent S: 1 Proceso i-PENTANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.10582	0.08427	0.13891	258

9 Mole Percent S: 1 Proceso n-PENTANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.06741	0.05436	0.09349	258

10 Mole Percent S: 1 Proceso NITROGEN

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.18065	0.17782	0.18838	258

11 Mole Percent S: 1 Proceso METHANE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

	Average	Minimum	Maximum	Samples
1 22/03/2019 06:00:00 a.m.	96.65590	96.19790	97.04320	258

12 Mole Percent S: 1 Proceso CARBON DIOXIDE

Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.

		Average	Minimum	Maximum	Samples
1	22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.08535	0.06173	0.12506	258
13	Mole Percent	S: 1 Proceso ETHANE			
	Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.				
		Average	Minimum	Maximum	Samples
1	22/03/2019 06:00:00 a.m.	1.78838	1.62546	1.93834	258
14	Gas Density kg/m3	S: 1 Proceso			
	Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.				
		Average	Minimum	Maximum	Samples
1	22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.71819	0.70759	0.72807	258
15	Gallons/1000 SCF C3+	S: 1 Proceso			
	Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.				
		Average	Minimum	Maximum	Samples
1	22/03/2019 06:00:00 a.m.	0.43357	0.29750	0.56891	258
16	Heating Value Net BTU Dry	S: 1 Proceso			
	Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.				
		Average	Minimum	Maximum	Samples
1	22/03/2019 06:00:00 a.m.	951.94500	939.72300	963.87400	258
17	Total Unnormalized Conc.	S: 1 Proceso			
	Start: 22/03/2019 06:00:00 a.m. Stop: 23/03/2019 06:00:00 a.m.				
		Average	Minimum	Maximum	Samples
1	22/03/2019 06:00:00 a.m.	99.68100	98.91090	100.14800	254

Cromatografía Gas Natural
Fuente: Producción Gas Petromont

2.4. GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El gas natural tiene cantidades variables de propano y butano que pueden ser extraídos por procesos consistentes en la reducción de la temperatura del gas hasta que estos componentes y otros más pesados se condensen. Los procesos usan refrigeración o turbo expansores para lograr temperaturas menores de -40° C necesarias para recobrar el propano. Subsecuentemente estos líquidos son sometidos a un proceso de purificación usando trenes de destilación para producir propano y butano líquido. Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida.

Es la mejor alternativa para establecer reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -161 °C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

2.5. IMPACTO AMBIENTAL

El GNC es un combustible limpio. De hecho, es óptimo para responder a las crecientes exigencias medioambientales actuales y futuras. Con respecto a la normativa de emisiones Euro 4 (en vigor desde el 01-01-06), el gas natural emite un 30% menos de dióxido de carbono (CO₂), un 65% menos de monóxido de carbono (CO) y un 90% menos de óxidos nitrosos (NO_x). No genera azufre (existen motores de gasoil que emiten 18,4 g/hora), ni partículas, ni trazas de plomo ni de metales pesados y garantiza un menor nivel de emisiones tóxicas que todavía no están reguladas. La contaminación acústica queda sustancialmente reducida al tener el motor a GNC un funcionamiento más suave y silencioso.

El GNL tiene menor impacto ambiental que las gasolinas convencionales por su alto contenido de hidrógeno. Los derrames de GNL se disipan en el aire y no contaminan el suelo ni el agua. Como combustible vehicular, reduce las emisiones de óxidos de nitrógeno en un 70%, y no produce compuestos de azufre ni partículas. Para la generación eléctrica las emisiones de dióxido de azufre, SO prácticamente quedan eliminadas, y las emisiones de CO se reducen en un 40%.

2.6. MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS NATURAL

La medición de flujo de fluidos se puede definir como la medición de partículas moviéndose, que llenan y conforman el interior de una tubería, en una corriente interrumpible, para determinar la cantidad que fluye.

La medición de un volumen de gas en estado de movimiento, tal como es el caso de un gas que fluye a lo largo de una tubería requiere tener que medir volúmenes transportados a lo largo del tiempo, este factor denominado tasa de flujo requiere a su vez de un elemento mecánico que mide una respuesta del mismo, que permita conocer con la exactitud deseada la tasa de flujo.

Es de suma importancia la medición exacta del flujo de gas natural. Esto permite determinar la cantidad de gas que produce un campo petrolero, así como sus respectivos usos entre los que se destacan: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencia interáreas y entre los diferentes distritos, cantidad que se transforma en los procesos de líquidos de gas natural (LGN), mermas de los diferentes sistemas de recolección, levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores industriales y domésticos, gas arrojado a la atmósfera. Igualmente, permite determinar la relación de gas petróleo; la cantidad de gas que se produce en un pozo de petróleo ya sea como gas libre o gas asociado al petróleo, la cantidad de gas que se comprime, etc.

La medición de flujo de gas forma parte importante de las operaciones a lo largo de toda la Red de Negocio y Manejo de Gas y Petróleo. En la Figura se muestra la cadena de Negocio y Manejo de Gas y Petróleo.

de movimiento y usualmente su medida va siendo totalizada dando la cantidad de gas que ha pasado hasta ese momento. Entre estos se encuentran los diafragmas de desplazamiento positivo y rotatorio.

2.6.2.2. Medidores de flujo: También conocidos como medidores dinámicos, son aquellos que obtienen la medición no por la medida de volumen o peso del medio que se desea conocer, sino por la medición de otro fenómeno que es una función de la cantidad de fluido que pasa por la tubería. El fenómeno medido es generalmente presión diferencial o velocidad. Usualmente estos métodos dan una indicación del régimen de flujo y son muy usados en la industria petrolera.

Entre estos se encuentran los diferenciales (Tubo pitot, Toberas, Orificio, Tubo Venturi y Tubo Vortex) y los no diferenciales (Rotámetros, Turbinas, Magnéticos y Sónicos).

Hay que señalar que la medida de caudal en la industria se efectúa principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso del fluido. La placa de orificio es el instrumento de mayor utilización en el campo petrolero.

2.6.3. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO.

Los más comúnmente usados son:

- Tipo de fluido (líquido, gas, vapor de agua).
- Objetivo de la medición: control de flujo, distribución de volúmenes, venta.
- Costo de instalación y mantenimiento.
- Volúmenes a manejar.
- Precisión requerida.
- Rango de presión y temperatura de operación.
- Fácil instalación y remoción.
- Rangeabilidad.
- Pérdidas de presión a través del medidor.

2.6.4. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FLUJO:

Existen varios métodos para la medición del flujo, entre los más importantes se tienen:

- Presión Diferencial: medidor de placa orificio, tubo Pitot, etc.
- Velocidad del Fluido: turbinas
- Desplazamiento del Fluido: medidor de desplazamiento positivo
- Medidores por Ultrasonido.

- Medidores Másicos: Coriolis

Existen otros tipos de medidores como los medidores magnéticos, medidores térmicos, etc., y algunas nuevas tendencias como la medición por diferencial de presión en cuerpo de regulador y la ondulación de yet de flujo desviado por cuerpo fijo.

2.7. MEDICIÓN DE GAS POR PLACA DE ORIFICIO.

La medición del gas natural está comprendida dentro del campo de la medición de fluidos compresibles, cuyo comportamiento volumétrico, además de estar afectado por las variaciones de presión y temperatura a la cual se encuentra, se ven afectados igualmente por el hecho de ser una mezcla de elementos o compuestos, el cual, dependiendo de su proporción o tipo, desvían del comportamiento ideal que pueda esperarse en una determinada condición.

El flujo de gas natural es continuo, sin que en ningún punto de su trayectoria sea almacenado. Por lo que su medición debe realizarse directamente sobre la línea o tubería por la cual está fluyendo.

El medidor de orificio es el dispositivo más usado en la medición de gas, está basada en el principio físico de la caída de presión de un fluido circulando a través de una restricción, esto origina un incremento en la velocidad del fluido con la consecuente reducción en la presión del mismo. Este hecho origina que se establezca a través del orificio una caída de presión la cual se incrementa al aumentar la tasa de flujo o viceversa. Es ampliamente aceptado en la medición de líquidos o vapores. Con una correcta instalación y mantenimiento del orificio se puede obtener una precisión de $\pm 2\%$.

2.7.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

La medición de gas a través de la placa orificio se basa en la restricción de flujo que ocasiona este elemento, creando una presión diferencial que se relaciona con la velocidad del gas y a partir de la cual puede calcularse la tasa de flujo.

Dos tomas, una antes y otra después del orificio, nos permite conocer dichas presiones las cuales son enviadas a una unidad diferencial, donde se resta la presión estática mayor de la menor para obtener la presión diferencial neta a través del orificio y a un resorte Bourdon donde de continuo llega la señal de presión estática “aguas arriba”. El tubo medidor de orificio (carrera de medición), consiste de una sección de tuberías aguas arriba y unas aguas abajo con una dimensión y tolerancia que está determinada a través del cálculo y conforme a las especificaciones establecidas por ANSI/API 2530 (GPA 8185). La placa del orificio debe estar perpendicular al flujo para bridas o porta orificio.

En la Figura 01, se presenta un medidor de orificio instalado, donde se puede detallar la tubería del medidor con las tomas de presión, la caja porta orificio y el elemento secundario, que en este caso es un computador de flujo electrónico.

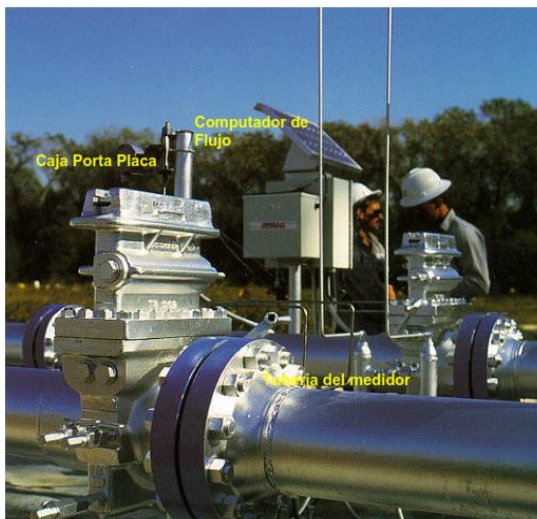


Figura 02 Medidor de Gas Natural
Fuente: Departamento Producción Gas Petromont.

2.7.2. COMPONENTES.

Este medidor consiste en un plato de orificio, un porta placa, una tubería acondicionada aguas arriba, una tubería acondicionada aguas abajo y en algunos casos un acondicionador de flujo (venas enderezadoras), y unas tomas de presión y temperatura. La selección del diámetro de la carrera de medición depende del volumen del fluido a manejar.

2.7.3. ESPECIFICACIONES DE LA PLACA DE ORIFICIO.

Aunque la placa de orificio es un dispositivo muy sencillo, es necesario cumplir con ciertos requisitos para que ésta sirva en forma eficiente. Algunas de estas especificaciones son:

El borde aguas arriba del orificio debe ser cuadrado y puntiagudo, sin contornos redondeados o biselados.

La placa debe ser plana y lisa con una superficie molida y pulida.

Debe ser de metal anticorrosivo como acero inoxidable.

Para efecto de diseño se recomienda que la razón beta (β) que no es más que el resultado que se obtiene de dividir el diámetro del orificio por el diámetro interno del conducto donde se instala el orificio, está limitada en la siguiente forma:

Para medidores con conexiones en brida.

$$0.15 < \beta < 0.70$$

Para medidores con conexiones de tubería.

$$0.20 < \beta < 0.67$$

2.7.4. DIMENSIONES DE LA PLACA DE ORIFICIO

El informe del A.G.A. establece ciertas limitaciones en las dimensiones de la placa de orificio que se usan en la medición de gas:

Para una tubería de diámetro nominal de 4 pulgadas o menor, la placa de orificio será mayor de 0,060 de pulgadas de grosor y no más de 0.130.

Para una tubería de diámetro nominal de 6 pulgadas, el grosor de la placa será de por lo menos 0,010 de pulgada, pero no mayor a 0,255.

Para una tubería de más de 6 pulgadas de diámetro, el grosor de la placa no será menor a 0.100 de pulgada y no mayor a 1/30 del diámetro interno de la tubería; pero en ningún caso será más de 0,505 pulgadas de grosor.

El espesor no excederá de: - 1/30 del diámetro del conducto (D).

1/8 del diámetro del orificio (d).

1/8 del resultado obtenido al restar el diámetro del orificio del diámetro del conducto: [(D-d)/8].

Si la placa de orificio es de mayor grosor que el permitido para el espesor, este borde puede adelgazarse biselando la cara aguas abajo de la placa. En tal caso, el lado que no se bisela debe marcarse de fábrica con entrada y el lado biselado con salida.

La acumulación de basura, grasa y otras materias extrañas en la parte de la placa de orificio que queda aguas arriba, puede ocasionar grandes errores en la medición de gas. Además, el desgaste puede destruir el borde puntiagudo del orificio o redondearlo lo cual afecta seriamente la exactitud del medidor. La solución de estos problemas es inspeccionar, limpiar y reponer las piezas desgastadas.

2.7.5. TIPOS DE PLACA DE ORIFICIO

Concéntrica: Es el tipo más comúnmente utilizado. El orificio de la placa es circular y concéntrico con el caño en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.

Excéntrica: El orificio es circular y tangente a la circunferencia interna de la cañería, en un punto. Es útil en flujo de fluidos en dos fases, vapor húmedo, líquidos conteniendo sólidos aceites conteniendo agua, etc.

Segmentada: Es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia interna de la cañería, Su aplicación está en el manipuleo de fluidos barrosos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos en el lado corriente arriba de la placa. (Ver fig.02).

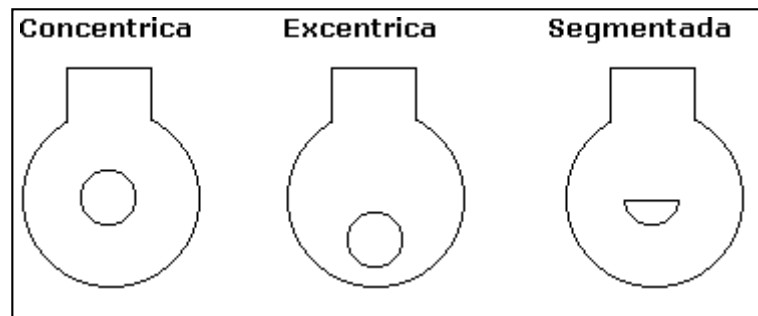


Figura 03 Modelos de Placas de Orificio.
Fuente: Departamento Producción Gas Petromont.

2.7.6. TIPOS DE TOMAS EN LA TUBERÍA:

Son los diversos tipos de tomas mediante los cuales se puede obtener la presión diferencial generada por la inserción de un diafragma en la tubería.

a. Tomas en las bridas:

El orificio de la toma de presión está practicado en las mismas bridas de sujeción de la placa de orificio, y se realizan para que su eje esté a 1" (25,4 mm) aguas arriba y aguas abajo de la placa, según se indica en la norma ANSI-B 16.36. El diámetro de la toma oscila entre ¼" y ½" (6,35 a 12,7mm), según la citada norma.

b. Tomas en la «vena contracta»:

Cuando se emplean diafragmas estándar siguiendo el método de la «vena contracta», se realizan las tomas a distancias máximas de una vez el diámetro (D) aguas arriba del diafragma (toma de alta presión) y del punto donde existe la más baja presión y donde se sitúa el más pequeño diámetro de la «vena contracta» del fluido (toma de baja presión), que se aproxima bastante a ½D. No pueden utilizarse tomas en «vena contracta» en tuberías inferiores a 4", como consecuencia de la interferencia que se produce entre la brida y la toma aguas abajo. Cuando se utilizan tomas en «vena contracta» con diafragmas excéntricos, es preciso disponerlas a 180 ó 90 grados con relación al orificio.

c. **Tomas en la tubería:**

Cuando se hacen tomas en la tubería, estas se sitúan a $2\frac{1}{2}$ '' diámetros aguas arriba (toma de alta presión) y a 8 diámetros aguas abajo es la toma de baja presión. Este tipo de tomas se utiliza raramente en la actualidad, el error probable de la medida con ellas es aproximadamente un 50% mayor que con tomas en bridas y vena contracta.

La gran ventaja de la placa de orificio en comparación con los otros elementos primarios de medición es que debido a la pequeña cantidad de material y al tiempo relativamente corto de maquinado que se requiere en su manufactura, su costo llega a ser comparativamente bajo, aparte de que es fácilmente reproducible, fácil de instalar y desmontar y de que se consigue con ella un alto grado de exactitud. Además, que no retiene muchas partículas suspendidas en el fluido dentro del orificio.

El uso de la placa de orificio es inadecuado en la medición de fluidos con sólidos en suspensión pues estas partículas se pueden acumular en la entrada de la placa. El comportamiento en su uso con fluidos viscosos es errático pues la placa se calcula para una temperatura y una viscosidad dada y produce las mayores pérdidas de presión en comparación con los otros elementos primarios. Las mayores desventajas de este medidor son su capacidad limitada y la pérdida de carga ocasionada tanto por los residuos del fluido como por las pérdidas de energía que se producen cuando se forman vórtices a la salida del orificio.

d. **Porta placa de orificio:**

Las placas de orificio se sujetan en sitio con la ayuda de un porta placa que no es más que un dispositivo comercial el cual depende del tipo de instalación que desee el usuario. La brida sigue siendo el medio más económico que existe para sujetar las placas de orificio en la línea, siempre y cuando no sea necesario cambiarlas con frecuencia, pero cuando es inevitable que existan los cambios de las placas de orificio, existen varios tipos de dispositivos disponibles comercialmente para lograr este propósito. La razón de usar estos dispositivos es la de evitar la movilización de la tubería que es inevitable con bridas de orificio.

Puede suceder también que debido a la rigidez del diseño de las tuberías, se hace imposible utilizar bridas de orificio por no existir posibilidad de mover la tubería para cambiar las placas.

Bridas de orificio: la función principal de la brida es sostener la placa de orificio en el centro del conducto. Utilícese cuando el plato no va a ser cambiado con frecuencia, tal como en el caso de aplicaciones de control de flujo donde el caudal será más o menos constante. (Ver fig.03).



Figura 04. Bridas Porta placas.
Fuente: Departamento Producción Gas Petromont.

Porta placa de una cámara (simplex): Utilizan placas de orificio de tamaño universal y unidades de sellado removibles. Estos porta placas permiten remover o insertar la placa de orificio rápidamente y de manera económica, los porta placas Simplex usan cuerpos de una sola pieza, lo cual evita derrames en servicios de líquidos, reemplazo de pernos o tuercas corroídas, desplazamiento de las bridas, ni esfuerzo en la línea.

Porta placas de dos cámaras (senior): Es la alternativa más costosa, pero es necesario la instalación de bypass, válvulas y otros accesorios requeridos por instalaciones convencionales. (Ver fig.04).

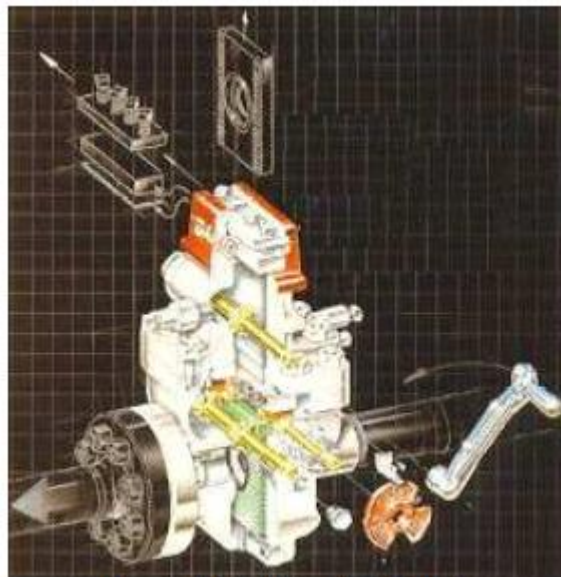


Figura 05. Medidor de Orificio.
Fuente: Departamento Producción Gas Petromont.

2.7.7. REGISTRADORES.

Actúa como el elemento secundario en el proceso de medición; es un dispositivo que responde a la señalización del elemento primario (orificio) y la convierte en señal de salida que puede ser traducida como medida de flujo o de cantidad. Hay dos presiones registradas por el medidor de orificio:

Presión estática (Pes): Se puede considerar como la presión del conducto y se mide por medio de un tubo de resorte del mismo tipo usado en un manómetro común. Se la toma usualmente en el conducto de gas aguas abajo de la placa de orificio.

Presión diferencial (h): Es la disminución de presión ocasionada por el orificio que se instala en la tubería. Esta presión es muy baja y generalmente se lee en pulgadas de agua.

A. Tipos de registrador.

1. Tipo fuelle:

Usa el principio de resistencia mecánica para medir la presión diferencial a través de la placa de orificio. Están compuestos por cámaras de presión (alta y baja). El funcionamiento de la alta presión es que comprime el fuelle correspondiente, arrastrando la palanca de unión, el cable y un eje exterior, cuyo movimiento actúa sobre un transductor (neumático o eléctrico). Ver fig.05



Figura 06 Registradores Barton.
Fuente: Departamento Producción Gas Petromont.

2. Tipo electrónico (transmisor multivariable):

El transmisor Multivariable mide la presión diferencial, presión estática y temperatura simultáneamente, tanto el transmisor digital como el convencional.

La instalación completa del orificio consiste en un elemento primario y un elemento secundario:

El elemento primario está incluido por el plato de orificio y retenedor en la parte superior y en la parte inferior un tubo llamado metro corredor. El elemento secundario es el registrador, que normalmente contiene un mapa. La información básica necesaria para calcular la proporción de flujo es dibujada sobre este mapa. Como los flujos de gas a través del orificio, la reducción en presión desde un lado a otro es con precisión medida y registrada.

2.7.8. VENTAJAS DE LA MEDICIÓN DEL GAS NATURAL CON PLACA DE ORIFICIO:

1. Mayor tolerancia a las impurezas del gas natural.
2. Cuando un bache de líquido contenido en el gas natural pasa por el punto de medición de una placa de orificio, se puede continuar prestando el servicio con un mantenimiento a bajo costo de las partes y equipos propios de la medición.
3. Al efectuar el análisis de la presión diferencial y estática, por parte de los operadores de campo, se realiza el diagnóstico oportuno de la presencia de líquidos en el gas natural a objeto de poner en vigencia las alertas respectivas. Cuando la plumilla indicadora de la presión diferencial presenta oscilaciones continuas, ello advierte sobre la presencia de líquidos en la corriente del gas natural e indica que aguas arriba de la corriente medidora el sistema de separación es deficiente, por lo cual se deben implantar los correctivos del caso.
4. Equipos simples y económicos.
5. Equipos instalados en los campos petroleros a la intemperie, es decir no necesitan de instalaciones cerradas.
6. Fácil ejecución de mantenimiento, dado que presentan dos cámaras o compartimentos para el reemplazo del orificio, por necesidades de incremento de flujo y/o disminución del mismo, y adicionalmente el reemplazo de partes asociados a los elementos secundarios (caja de registro).
7. Partes intercambiables entre las cajas de orificio.
8. Luego de salir de servicio una caja de orificio esta puede ser utilizada en otro sistema similar.
9. El sistema de orificios es de fácil interpretación por parte de operadores, supervisores etc., en relación con las variables de los procesos.

2.7.9. DESVENTAJAS DE LA MEDICIÓN DEL GAS NATURAL CON PLACA DE ORIFICIO:

1. Instrumento con baja precisión entre 1 y 2%.
2. Es fácil que el equipo se descalibre, esto ocurre inclusive con el cambio de la carta, lo cual se realiza semanalmente.
3. En los últimos tiempos los instrumentos asociados a la caja de orificio (secundarios), son hurtados con facilidad.
4. Pueden ser manipulados con facilidad y el registrador puede quedar fuera de servicio.
5. Se requiere del cambio oportuno de las plumillas del registrador.
6. En los puntos de medición alejados de los centros operacionales se requiere el reemplazo del reloj mecánico (rotación al resorte del reloj) por uno de reloj con batería a prueba de explosión.
7. Los computadores digitales batería con duración máxima de 01 año.

2.7.10. EXACTITUD.

Los fabricantes de equipos de medición de orificio generalmente establecen que, la instalación de un medidor específico puede obtener absoluta exactitud (0.25 a 0.5%). En la práctica, tal exactitud no se alcanza excepto bajo condiciones especiales.

Los contratistas de venta de gas comúnmente especifican una tolerancia de exactitud de 2%. Si una de las medidas de chequeo requerida por el Contratista indica que las medidas del medidor tienen un error mayor que el 2%, algún ajuste en el volumen medido por un periodo de tiempo desde el ultimo chequeo, debe realizarse.

Este método de ajuste esta ordinariamente estipulado en el contrato. Si el período de chequeo de medida, que usualmente son hechos cada vez y el error indicado es menor que 2%, no se hacen ajusten.

En sistemas de almacenamiento de plantas de gas, en los cuales las facilidades de medida son apropiadamente diseñadas, fabricadas y mantenidas, bajo condiciones normales de operación el grado de error puede ser menor que un 3%.

Generalmente este grado de exactitud es difícil mantener en otros tipos de unidades de servicio de campo, por ejemplo sistemas de gas lift.

2.7.11. ECUACIÓN BÁSICA DE FLUJO DE ORIFICIO.

En las mediciones de gas por medidor de Orificio. Los registros “Conteniendo los récords de la presión estática y diferencial”, sirven para determinar las cantidades de gas.

El cálculo de volúmenes de gas por medidores de orificio es realizado a través del uso de la ecuación básica de “Flujo de Orificio” que es presentado a continuación:

$$Q = C' \sqrt{h_w \times P_{est}}$$

Donde:

- Q = Tasa de flujo (ft³/hs)
- C' = Constante de flujo de orificio
- H_w = Presión diferencial medidor (Pulgadas de agua)
- P_{est} = Presión estática (psia)

2.8. MEDIDORES ULTRASÓNICOS.

Los medidores ultrasónicos también conocidos como USM por sus siglas en inglés (Ultrasonic Meter) han generado un gran impacto en el sector del gas natural, específicamente en aplicaciones de transferencia de custodia, en donde han adquirido una gran importancia gracias a su desempeño metrológico, a la relación máximo/mínimo (turndown) y a su capacidad de autodiagnóstico.

Son dispositivos de medición que utilizan una señal acústica para determinar la velocidad de un fluido en un conducto. El elemento primario es uno o más pares de transductores ubicados a la largo de la pared de la tubería. Las caras de cada par de transductores tienen una geometría definida respecto a los otros. Los pulsos acústicos ultrasónicos emitidos por un transductor son recibidos por el otro y viceversa.

Utilizan ondas sonoras de frecuencias mayores a 18 kHz. Las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin dificultad las paredes metálicas de los tubos y recipientes. Por lo tanto, el sistema de medición podría instalarse externamente al fluido (no invasivo). Se utiliza el Reporte AGA 9.

Los medidores ultrasónicos de tipo Doppler son utilizados para fluidos con algún tipo de particulado incorporado en el fluido, y que (por hipótesis) viaje a la misma velocidad del flujo.

Es un medidor versátil y, por lo tanto, con alta exactitud.

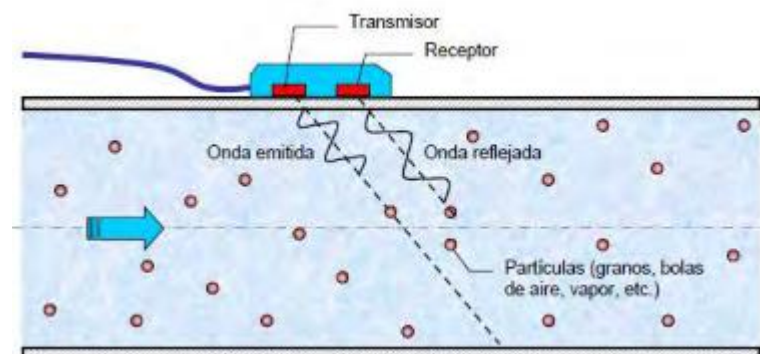


Figura 07 Medidor Ultrasónico Efecto Doppler.
Fuente: Internet.

Los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito usan el principio de la diferencia de tiempo de tránsito entre los pulsos ultrasónicos emitidos a favor y contra el flujo por uno o más pares de transductores. Son medidores de exactitud mayor y, por consiguiente, más caros.

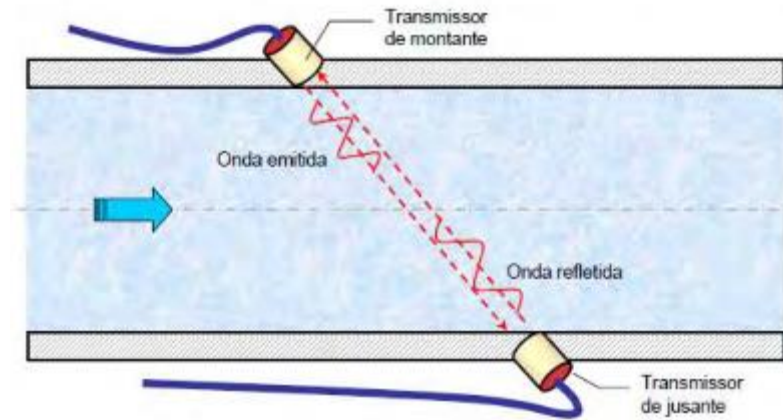


Figura 08. Medidor Ultrasónico Efecto Doppler.
Fuente: Internet.

El buen desempeño de un medidor ultrasónico depende de su capacidad para determinar la velocidad media del flujo; de las condiciones del área abierta del medidor (régimen laminar o turbulento sin alteración con el caudal) y, de las características del sistema de tratamiento de las señales.

2.8.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN

A continuación detallaremos el principio de operación y en general los componentes que conforman el medidor ultrasónico. Las ondas acústicas se propagan con una velocidad específica a través de un medio. Si una onda acústica se origina en un medio en movimiento, su velocidad de propagación es el vector suma de la velocidad de la onda original y la velocidad promedio del medio. Este efecto se usa para medir la velocidad del fluido en un medidor ultrasónico. Su principio de medición se basa en calcular la velocidad del fluido, a partir del tiempo que demora un pulso acústico en viajar desde el transductor A hasta el transductor B, con respecto al tiempo que demora en viajar desde el transductor B hasta el transductor A. En la Figura 07 se muestra la ubicación de los transductores-receptores posicionados diametralmente opuestos sobre una trayectoria que posee un ángulo ϕ con respecto al eje de la tubería, separados por una distancia L [1][2].

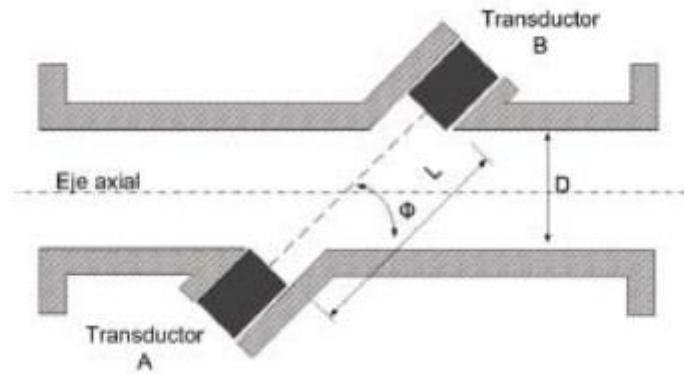


Figura 08. Medidor Ultrasónico Efecto Doppler.
Fuente: Internet.

Cuando el flujo a través del medidor es cero, el tiempo de tránsito de la onda desde A hasta B (t_{AB}) es igual al tiempo de tránsito desde B hasta A (t_{BA}). Ahora bien, asumiendo que el fluido se desplaza de izquierda a derecha con una velocidad V_m , el tiempo de tránsito del pulso acústico desde A hasta B disminuirá, mientras que de B hasta A aumentará; en otras palabras, la velocidad del pulso desde A hasta B, es mayor debido a que se acelera por viajar en el mismo sentido del flujo, en tanto que la velocidad del pulso desde B hasta A es menor debido que sufre una desaceleración por efecto de ir en sentido contrario al movimiento del fluido. El caudal a través del medidor se calcula a partir de:

$$Q = A \cdot V_m = \left[\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right] \cdot \left[\left(\frac{L}{2 \cos \phi} \right) \cdot \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \right]$$

■ DESARROLLO MATEMÁTICO

Tiempo de tránsito de aguas arriba para aguas abajo:

$$t_{mj} = \frac{L}{C + V_m \cos \theta}$$

Tiempo de tránsito de aguas abajo para aguas arriba:

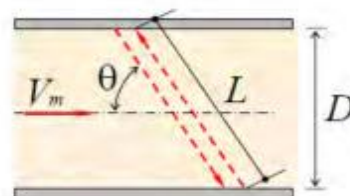
$$t_{jm} = \frac{L}{C - V_m \cos \theta}$$

Velocidad media del flujo:

$$V_m = \frac{L}{2 \cos \theta} \cdot \frac{t_{jm} - t_{mj}}{t_{jm} \cdot t_{mj}}$$

Caudal volumétrico a las condiciones de operación:

$$\begin{cases} Q = V_m \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \\ Q = K \cdot \frac{t_{jm} - t_{mj}}{t_{jm} \cdot t_{mj}} \end{cases}$$



Donde:

L = distancia entre los transductores

C = velocidad del sonido en el medio

V_m = velocidad media del flujo

θ = ángulo de la trayectoria en relación al eje

D = diámetro interno de la tubería

K = constante específica del medidor (exclusivamente geométrica)

2.8.2. COMPONENTES:

El cuerpo. - es decir la parte estructural del medidor fabricado de un material compatible con el fluido a cuantificar, provisto por lo menos con una toma para la medición de la presión estática y puertos para la instalación de los transductores y la electrónica asociada. Se caracteriza por conservar a lo largo del medidor, una circularidad tal que, se garantice que un valor de diámetro interno medido no varíe más de 0,5% del diámetro interno promedio en la sección medida (requisito establecido por el Reporte AGA 9 2007 [5]).

Los transductores. - son el corazón de los medidores ultrasónicos y su propósito es convertir las señales eléctricas en señales acústicas y viceversa. Están compuestos principalmente por conectores eléctricos, carcasa y elemento piezoeléctrico. Los pulsos se producen cuando el elemento piezoeléctrico es excitado a partir de una señal de voltaje variable en el tiempo, generando la emisión de un pulso acústico bien definido. De igual forma, el piezoeléctrico proporciona una señal de voltaje variable cuando las ondas acústicas ejercen presión sobre su superficie.

La Unidad de Procesamiento de Señal o SPU (Signal Processing Unit). - es considerada como el cerebro del medidor, en ella se encuentra alojada toda la electrónica encargada del control de los transductores almacenamiento de datos, procesamiento de señales, algoritmos de cálculo, programas de autoevaluación y diagnóstico, puertos de comunicación, alimentación eléctrica, programas de comunicación y en fin, todo lo concerniente al control, comunicación y proceso de medición. De igual manera, en su interior se encuentran almacenados en memorias no volátiles los parámetros de configuración, contadores de volumen, huellas del medidor, alarmas y factores de corrección, entre otros.

2.8.3. MODOS DE CALIBRACIÓN

Debe realizarse las siguientes actividades:

- Inspección mecánica para verificación de las dimensiones geométricas del medidor (L , D , Θ)
- Llenado del medidor con un fluido cuya velocidad del sonido (c) es conocida (por ejemplo, N_2) y cálculo del tiempo de tránsito del pulso ultrasónico. Proceso conocido como “dry calibration”.
- Calibración contra un patrón de caudal.

2.8.4. MANTENIMIENTO.

No existen partes móviles que exijan lubricación. Por tanto, en aplicaciones con fluidos limpios, el mantenimiento se realiza básicamente sobre el sistema de generación de señales.

En aplicaciones con fluidos sucios, es necesaria la limpieza del tubo y, especialmente, del área junto a los transmisores.

La sustitución de partes (transductores, acondicionadores, etc.) puede exigir una recalibración del medidor.

2.8.5. VENTAJAS.

- Exactitud. Buena exactitud de medición con sistemas multi-trayectoria.
- Relación máx/min: Normalmente 50:1
- Soporta trabajar con gas húmedo.
- No invasivo.
- Bajo mantenimiento.
- Relativa tolerancia a las fallas.
- Capacidad de diagnóstico.
- No posee partes móviles en contacto con el fluido.
- No provoca pérdida de carga.
- Amplio intervalo de operación de caudal, presión y temperatura.
- Una tasa elevada de generación de pulsos minimiza errores debido a efectos de pulsaciones y de fluctuaciones de flujo.
- Principio aplicable a cualquier diámetro de tubería.
- Instalación simple.
- Permite la medición bidireccional

2.8.6. DESVENTAJAS.

- Costo inicial elevado.
- Calibración en laboratorio, a las mismas condiciones de operación con el tubo de medición.
- Costo de calibración elevado (pocas instalaciones a nivel mundial que realizan este trabajo).
- Sensibilidad al perfil de velocidades (perfil de velocidades completamente desarrollado, sin perturbaciones; la instalación en el campo debe reproducir rigurosamente las condiciones de la calibración para obtener los mismos resultados en las mediciones).
- Alimentación (alto consumo de potencia eléctrica).

- El perfil de velocidades debe estar completamente desarrollado para la determinación exacta de la velocidad media, especialmente para medidores de una sola trayectoria o por efecto Doppler.
- Tecnología excesivamente dependiente de la electrónica.

CAPITULO III

3.1. IDENTIFICACIÓN DE FACTORES INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL.

A fin de identificar las fuentes de error existentes durante el proceso de medición, puede elaborarse un diagrama de causa efecto que permita visualizar todas las interrelaciones entre los parámetros involucrados durante el proceso de medición. La figura muestra un ejemplo de los factores que pueden causar un efecto sobre la variable medida y, por lo tanto, determinar una incertidumbre.

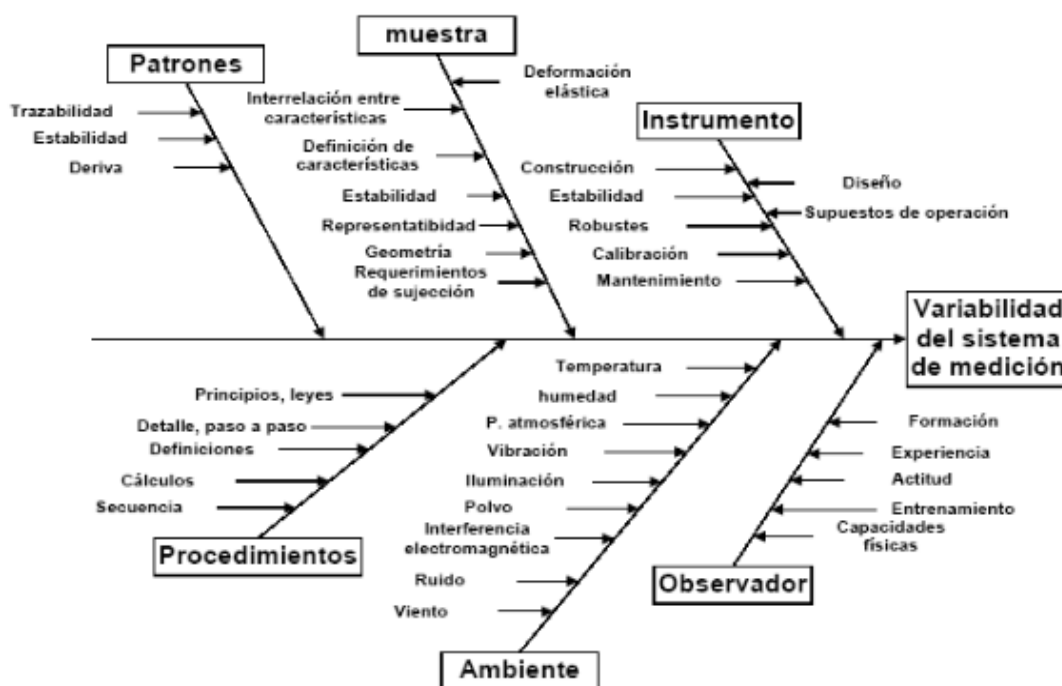


Figura. 10: Factores Incertidumbre En La Medición De Gas Natural.
Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

La facturación del gas natural se realiza usualmente en función de la cantidad de energía que representa un determinado volumen de gas, por tanto, se cumple la siguiente relación:

$$\text{Energía} = \text{Poder Calorífico Superior} * \text{Volumen}$$

De tal forma, que se encuentra fuentes de error tanto en la determinación del poder calorífico superior, así como en el volumen del gas. En el primer caso, las fuentes de error están asociadas a la determinación de la composición del gas y, en el segundo caso, además de la composición del gas, en la presión estática, la temperatura y el volumen a condiciones de flujo. Estas fuentes de error contribuyen a la incertidumbre asociada a la cuantificación de la energía del gas.

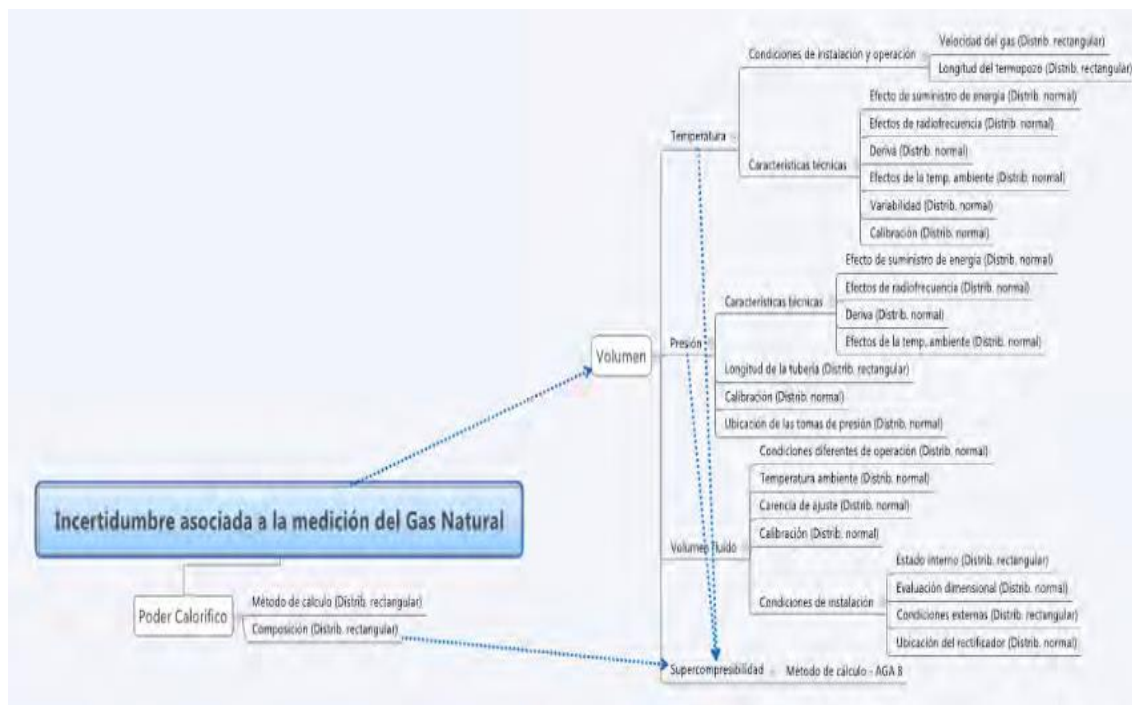


Figura.11.- Cadena Incertidumbre en la medición de Gas Natural.
Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Las consecuencias de mayor importancia de una elevada incertidumbre se asocian al incumplimiento de la regulación nacional o de las condiciones contractuales, además de las probables pérdidas por una calidad inapropiada de medición y, en el caso de redes de distribución, al probable desbalance en el sistema. El artículo 284 del capítulo V referido a la medición de los hidrocarburos fiscalizados en el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 032-2004-EM), si bien establece algunos aspectos sobre los equipos y procedimientos para la fiscalización del gas natural; sin embargo, no profundiza sobre la calidad de la medición.

Así, sobre los equipos se establece que en los Puntos de Fiscalización para Gas Natural se deberá incluir equipos modernos para efectuar la medición continua del flujo de Gas Natural empleando prácticas aceptadas y utilizadas en la industria de Hidrocarburos; además podrá instalarse sistemas de medición continua de la calidad del Gas Natural o una compensación automática por variación de la gravedad específica del Gas Natural u otro procedimiento adecuado. En relación al Procedimiento, la norma establece en el literal (b), que el factor de integración de las cartas de registro de los volúmenes de gas entregados deberá ser revisado cada seis (6) meses como mínimo, sobre la base de la determinación de la gravedad específica promedio de los últimos seis (6) meses. Por otro lado, en el literal (d) se indica que el primer día útil, cada tres (3) meses, las Partes calibrarán los equipos de medición en presencia de sus representantes. Si resultara necesario deberán disponer las acciones necesarias para reajustar los equipos; además, si realizada alguna prueba, algún equipo de medición

mostrara una inexactitud de tres por ciento (3%) o más, los registros serán corregidos proporcionalmente a dicha inexactitud, por un período que sea exactamente conocido y aceptado de mutuo acuerdo entre las Partes.

Como se puede apreciar del párrafo anterior, no hay mayor detalle sobre la calidad de las mediciones, aspecto que se considera de una importancia mayor a la contemplada por la norma.

La necesidad de realizar una buena medición nos lleva a inspeccionar el sistema de medición a fin de realizar un diagnóstico sobre el estado del sistema y obtener evidencias con la documentación requerida que nos permita realizar la identificación, la cuantificación de las fuentes de incertidumbre y la correspondiente estimación de ella. Si la incertidumbre estimada es mayor a la esperada, debe realizarse un análisis de sensibilidad cuyo resultado permitirá tomar la decisión de optimizar el sistema de medición; en caso contrario, si es menor, permitirá realizar un adecuado seguimiento de los contratos y la determinación de desbalances, en caso

3.2. ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.

La estimación de la incertidumbre obedece a la necesidad de hacer una buena medición; es decir, una medición confiable. Para ello, es necesario describir el sistema de medición, realizar su correspondiente inspección e identificar y cuantificar las fuentes de incertidumbre para luego estimarlas.

La descripción del sistema de medición incluye los valores promedios y las variaciones de la presión de operación, la temperatura del fluido, el valor de la presión atmosférica, la temperatura ambiente y el caudal de gas a condicione de flujo. La inspección del sistema de medición obedece a la necesidad de evaluar el estado de los medidores; incluirá la evaluación de los parámetros de diseño, configuración y operación, así como del estado metrológico de los elementos primario, secundario y terciario, que constituyen el sistema. La evaluación de los elementos comprenderá el análisis de sus características técnicas, el desempeño metrológico y las condiciones de instalación y operación del medidor.

3.3. ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DEL MEDIDOR DE CAUDAL POR PRESIÓN DIFERENCIAL.

Relación funcional (Modelo matemático)

$$q_m = \frac{C_d}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d_T^2 \sqrt{2\Delta p \rho_1}$$

Donde:

$$C_d = 0.5961 + 0.0261\beta^2 - 0.216\beta^8 + 0.000521\left(\frac{10^6\beta}{Re_D}\right) + (0.0188 + 0.0063A)\beta^{3.5}\left(\frac{10^6}{Re_D}\right)^{0.3} + (0.043 + 0.080e^{-10L_1} - 0.123e^{-7L_1})(1 - 0.11A)\frac{\beta^4}{1-\beta^4}$$

$$\varepsilon = 1 - (0.351 + 0.256\beta^4 + 0.93\beta^8) \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1/\kappa} \right]$$

Trabajando con los parámetros principales, se identifican las fuentes de incertidumbre de cada uno de ellos.

Incetidumbre para un medidor de flujo por presión diferencial.

Dispositivo/propiedad	Incetidumbre, U (k = 2)
Medidor de Presión Estática	0.021 psig
Medidor del Diferencial de Presión	1.06 pulg. H ₂ O
Coficiente de descarga	0.021
Diámetro de orificio	0.0025 pulg
Coficiente de expansión térmica de la placa	0.78 x 10 ⁻⁶ °C ⁻¹
Diámetro del tubo	0.02 pulg
Coficiente de expansión térmica de la tubería	0.68 x 10 ⁻⁶ °C ⁻¹

Figura 12. Incetidumbre de un Medidor Placa de Orificio
Fuente: Departamento Producción de Gas Petromont.

A continuación, se presenta un ejemplo de estimación de la incertidumbre para el flujo de gas natural tomando en cuenta que, para cada variable, las incertidumbres consideradas en la lista (Figura 11) representan errores típicos tomados al azar; se considera un medidor de 4 pulgadas con un β de 0.5 y presión estática igual al diferencial de presión e igual a 250 psi.

		Incertidumbre, U_{95} (%)			Coeficiente de sensibilidad, S	$(U_{95} S)^2$	
C_d	Coeficiente de descarga		0.44		1	0.1936	
ϵ	Factor de expansión		0.03		1	0.0009	
d	Diámetro de orificio		0.05		$2/(1-\beta)^4$	0.0114	
D	Diámetro de tubería		0.25		$-2\beta^4/(1-\beta^4)$	0.0110	
ΔP	Presión diferencial	(0.25)	0.50	(0.1)	0.5	0.0625	0.01
P	Presión estática	(0.25)	0.50	(0.1)	0.5	0.0625	0.01
Z	Factor de compresibilidad (AGA 8)		0.1		-0.5	0.0025	
T	Temperatura de flujo	(0.7 °C)	0.25		-0.5	0.0156	=
G	Densidad relativa		0.60		0.5	0.0900	
Suma de cuadrados						0.4500	0.339
Raíz cuadrada de la suma de cuadrados						0.6708	0.58

Figura 13. Incertidumbre de un Medidor Placa de Orificio

Fuente: Departamento Producción de Gas Petromont.

De los resultados de la tabla, la incertidumbre de la medición del flujo de gas natural con el 95 % de confianza es de 0.6708 %, $U = 0.0067$.

La tabla 01 muestra un cálculo tomado por Zabala (2012) del AGA 3, que parte considerando que se está trabajando con instrumentos con una incertidumbre de $\pm 0.25\%$ que es que el AGA permite y lo que es habitual en las mediciones hechas con los registradores de gráfico circular. Se han colocado los distintos factores que intervienen en la incertidumbre. Haciendo el traslado de los valores de incertidumbre y considerando $\pm 0.25\%$ para la presión estática y para la temperatura $0,7^\circ\text{C}$ (podría obtenerse una mejor precisión). Estos valores se han colocado entre paréntesis en la primera columna.

En la segunda columna se ha colocado 0.50 dado que se tiene 0,25% del valor máximo de la escala, del span o de la amplitud del rango, y se supone que normalmente se está midiendo alrededor de la mitad de la escala, por lo cual lo lleva a una incertidumbre de 0,50%; luego se aplica un coeficiente de sensibilidad. Por otro lado, se sabe por teoría de errores que si un factor está elevado al cuadrado, el error en el cálculo total es el doble del error en sí. Asimismo, si está afectado por la raíz cuadrada, es la mitad del error; esto lo hacemos aplicable a las incertidumbres. Por tanto, este 0.25 convertido en 0.50 se multiplica por 0.5 y luego, se eleva al cuadrado dado que el error más probable, en el que se puede suponer que está en el 95% de las mediciones, es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los errores. En la cuarta columna, se muestra los cuadrados de cada error individual, se suman todos y se extrae la raíz cuadrada. Si se observa detenidamente esta columna, el factor que más pesa es el coeficiente de descarga por lo que es el más crítico entre los errores que se pueda estar cometiendo en la medición.

Con el resultado de esta operación típica que hace AGA, se encuentra un error del 0,67% teniendo en cuenta los parámetros del tramo de la medición, la determinación de los distintos coeficientes que intervienen y los errores admisibles en los instrumentos de medición. Este sería el error que se podría alcanzar en las mejores condiciones de operación con el mejor instrumental disponible. Si a eso se le agregan los errores cometidos en la graficación y en la integración de gráficos de acuerdo al método tradicional, es posible llegar a agregar un 1% a este error y se tendría errores con gráfico circular del orden de $\pm 1.7\%$, y esta sería la incertidumbre de la medición.

En la tercera y sexta columnas se muestran valores de error que se pueden obtener con instrumentos modernos como computadores de flujo, cambiando los coeficientes respectivos se puede pasar de 0,67 a 0,58%. Esta reducción se logra porque los computadores de flujo eliminan la graficación y todos los errores inherentes gruesos que hay en ese aspecto; sin embargo, se observa que el error no baja mucho porque el error grueso es inherente al tipo de medición. Presentando un ejemplo de estimación de incertidumbre para un medidor de presión diferencial; a partir de la data ya mencionada, los resultados de estimación de incertidumbre se observan en la siguiente tabla:

	Valor	Contribución, %
Suma total de contribuciones, $u(y)^2$	3.797E+10	100.00
Descripción	Valor	Unidad
Incertidumbre combinada	0.088	Lb/s
Grados de libertad efectivos	99.00	-
Factor de cobertura	1.984	-
Resultado de la medición	4.442	Lb/s
Incertidumbre total	0.176	Lb/s
Incertidumbre relativa	3.804	%

Figura 14. Incertidumbre Resultados
Fuente: Departamento Producción de Gas Petromont.

3.4. ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DEL MEDIDOR ULTRASÓNICO.

Se considera, para las fuentes de incertidumbre identificadas, los resultados obtenidos en un medidor ultrasónico en el procedimiento experimental realizado en el Laboratorio del Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Bucaramanga.

Relación funcional (Modelo matemático).

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

Trabajando con los parámetros principales, se identifican las fuentes de incertidumbre de cada uno de ellos.

a) Volumen a condiciones de flujo:

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

Para una presión de calibración de 210 ± 0.05 psia y temperatura igual a 20 ± 1 °C, la incertidumbre $U = 0.3$ %, $U = 0.003$ ($k = 2$); asimismo, la incertidumbre asociada a la carencia de ajuste, considerando una distribución rectangular es igual a $U = 0.05\%$, $U = 0.0005$ ($k = 2$).

La incertidumbre asociada al efecto por diferencia entre condiciones de calibración y operación se obtiene a partir de los resultados experimentales de entidades reconocidas (W.Freund, K. Zanker, D. Goodson, J. Hall, A. Jamieson, “Operation of Ultrasonic Flow Meters at Conditions Different than the Calibration”, 2002); por tanto, $U = 0.24\%$, $U = 0.0024$ ($k = 2$).

La incertidumbre asociada a las condiciones de instalación y operación toman en cuenta el estado interno del tubo, el cual puede determinar una disminución del área (considerando un espesor de suciedad de 0.5 mm), la variación en el tiempo de tránsito y la variación del perfil de velocidades por superficies rugosas. De acuerdo a Lansing (J. Lansing, “Dirty vs Clean Ultrasonic Gas Flow Meter Performance”, 2002), la incertidumbre es igual a $U = 0.3\%$, $U = 0.003$ ($k = 2$).

Respecto de las condiciones de instalación, ésta se toma en cuenta en caso exista un elemento generador de turbulencia como un par de codos de 90° en planos distintos, lo cual no se presenta en este caso.

Por tanto, aplicando la expresión:

$$\mu_i = \sqrt{(\mu_{ix})^2}$$

La incertidumbre para la medición de volumen es $U = 0.0049$

b) Presión Estática.

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

La incertidumbre de la calibración tiene el valor de 0.3 psig ($k = 2$) y la carencia de ajuste, considerando una distribución rectangular, tiene una incertidumbre de 0.74 psig.

Considerando una distribución triangular para la presión de operación y la temperatura del fluido; una distribución normal tanto para el efecto de la temperatura ambiente como para la estabilidad de la medida; una distribución rectangular para el efecto de diferencia entre la temperatura del fluido y la temperatura del termo pozo, la incertidumbre asociada es de 0.1 °F.

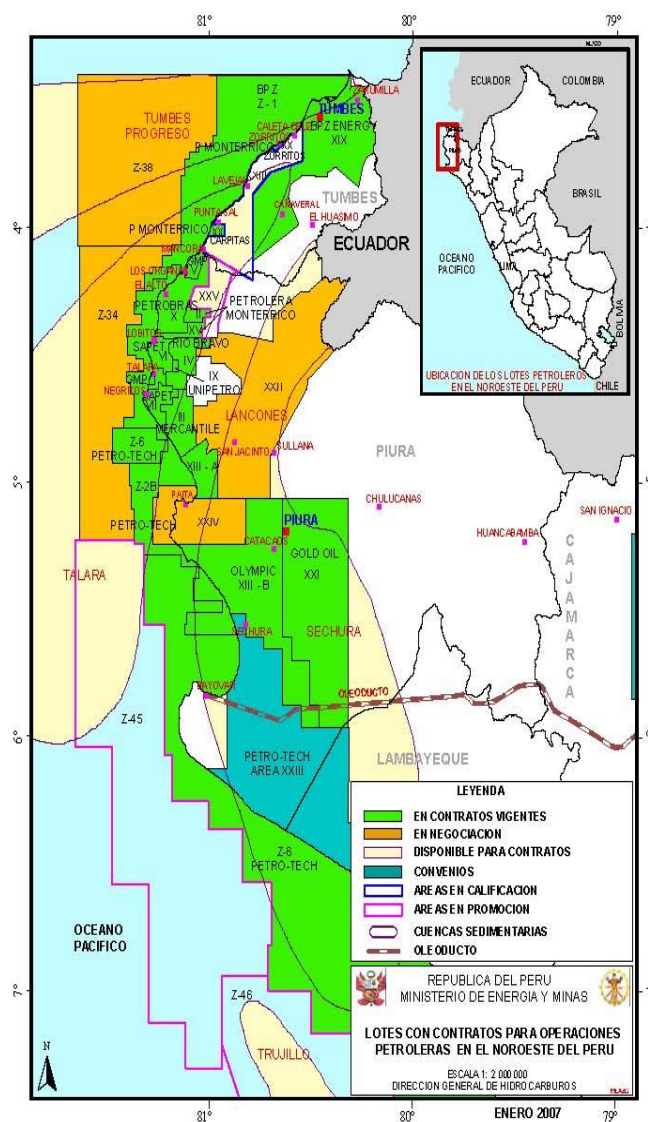
	Valor	Contribución, %
Suma total de contribuciones, $u_i(y)^2$	1.37315E+15	100.00
Descripción	Valor	Unidad
Incertidumbre combinada	37.056	MMBTUD
Grados de libertad efectivos	111.000	-
Factor de cobertura	1.982	-
Resultado de la medición	6287.425	MMBTUD
Incertidumbre total	72.162	MMBTUD
Incertidumbre relativa	1.148	%

Figura 15. Incertidumbre Resultados
Fuente: Departamento Producción de Gas Petromont.

CAPITULO IV

4.1. CASO DE ESTUDIO: MEDICIÓN DE GAS CON PLACA DE ORIFICIO.

La compañía operadora del lote II ubicado en la zona noroeste de la región Piura, recolecta y comercializa gas natural, el proceso de transferencia de custodia se realiza en la planta de venta y fiscalización 321 de Coyonitas, la medición de los volúmenes de gas en este punto se realiza a través de una línea de 6 pulgadas con una placa de orificio de diámetro de 2.5 pulg como elemento primario, cuenta con un computador de flujo digital y un cromatógrafo en línea para la calidad del gas.



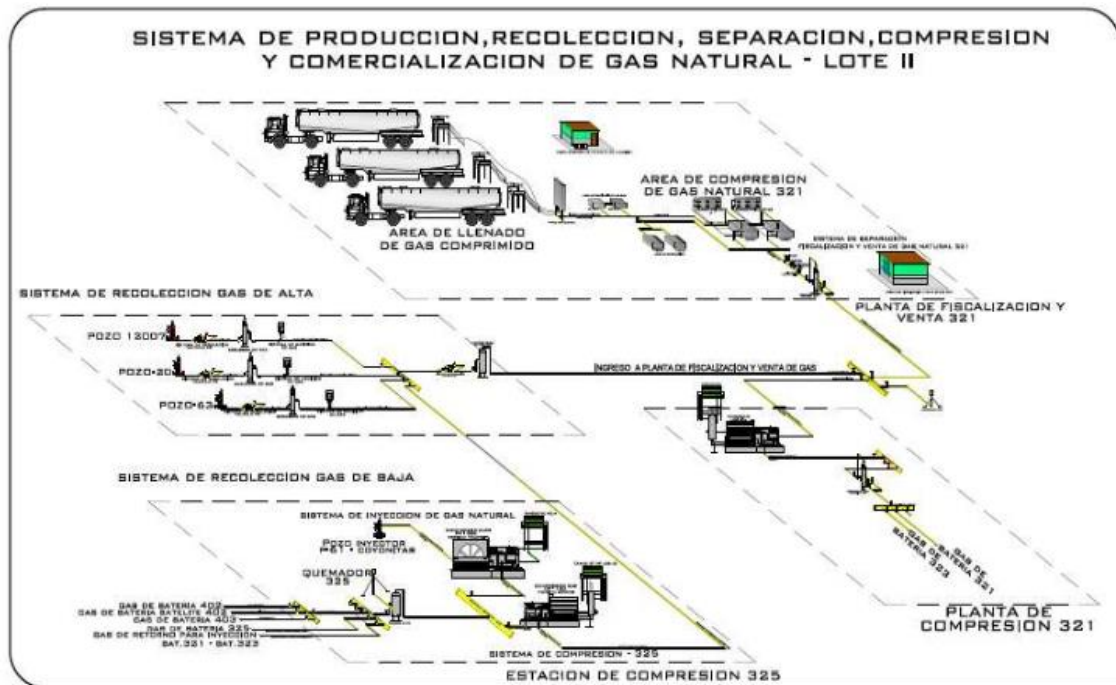


Fig.17. Sistema de producción, recolección, separación, compresión y comercialización de gas natural – lote II.

Fuente: Petrolera Monterrico S.A



Fig.18. Planta de Venta y Fiscalización 321

Fuente: Petrolera Monterrico S.A

El elemento secundario es una multivariable MVT y terciario es un computador de flujo de la marca Nuflo modelo Scanner 2000, estos equipos también agregan un nivel de incertidumbre al sistema de medición. De acuerdo con las especificaciones técnicas de estos equipos (ver figura 14) el MVT y el computador de flujo SC2000 presentan incertidumbres intrínsecas de acuerdo a los rangos de operación que son presión estática, diferencial y temperatura.

Section 1

Scanner® 2000 microEFM

Table 1.1—Scanner 2000 microEFM Specifications

Fluid Property Calculations	<p>Natural Gas:</p> <p>AGA Report No. 8 (1994)</p> <p>AGA Report No. 3, Appendix F (1992)</p> <p>GPA 2145 (2008)</p> <p>Steam:</p> <p>IAPWS Industrial-Formulation 1997 (IF-97)</p> <p>ISO/TR 11583 (2012), Chisholm-Steven Wet Correction Method for Orifice and NuFlo Cone</p> <p>James Wet Correction Method for Orifice</p> <p>Liquids:</p> <p>Generic (based on user-defined constants for density and viscosity)</p> <p>API MPMS Ch 11.1 (2004)</p>
MVT	<p>Provides linearized static pressure and differential pressure</p> <p>Available with bottom ports or side ports</p> <p>NACE-compliant units also available (See Table 2.1—MVT Pressure Limits, Approvals and Bolt Specifications, page 29 for bolt specifications.)</p> <p>Process temperature: -40°C to 121°C (-40°F to 250°F)</p> <p>See Temperature Warning in Operating Temperature section of this table (page 16).</p> <p>User-adjustable sample time and damping</p> <p>Stability: Long-term drift is less than ±0.05% of upper range limit (URL) per year over a 5-year period</p> <p>Differential Pressure Accuracy (30 in. H₂O)</p> <ul style="list-style-type: none">• ±0.10% for spans ≥10% of the sensor URL• ±(0.010) (URL+SPAN) for spans <10% of the sensor URL• ±0.30% of full scale over full operating temperature range <p>Differential Pressure Accuracy (200 to 840 in. H₂O)</p> <ul style="list-style-type: none">• ±0.05% for spans ≥10% of the sensor URL• ±(0.005) (URL+SPAN) for spans <10% of the sensor URL• ±0.25% of full scale over full operating temperature range <p>Static Pressure Accuracy (500 psia)</p> <ul style="list-style-type: none">• ±0.05% for spans ≥5% of the sensor URL• ±(0.0025) (URL+SPAN) for spans <5% of the sensor URL• ±0.25% of full scale over full operating temperature range <p>Static Pressure Accuracy (300, 1500, 3000 and 5300 psia)</p> <ul style="list-style-type: none">• ±0.05% for spans ≥10% of the sensor URL• ±(0.0025) (URL+SPAN) for spans <10% of the sensor URL• ±0.25% of full scale over full operating temperature range

Process Temperature Input

- 100-ohm platinum RTD with 2-wire, 3-wire, or 4-wire interface
- Sensing Range: -40°C to 427°C (-40°F to 800°F)
- Accuracy: 0.2°C (0.36°F) over sensing range at calibrated temperature
- Temperature effect: 0.3°C over operating range of -40°C to 70°C (0.54°F over operating range of -40°F to 158°F)
- Resolution: 24 bits
- User-adjustable sample time and damping

Fig.19. Data Técnica Medidor Nuflo Modelo 2000
Fuente: Cameron Cía.

Scanner® 2000 microEFM

Section 1

Table 1.1—Scanner 2000 microEFM Specifications

MVT Accuracy	Effect on differential pressure for a 100-psi change in static pressure:					
	SP/SWP (PSIA)	DP (IN H2O)	Max. Overrange (PSIA)		Zero Shift	Span Shift
	100	30	150		±0.05% of URL	±0.01% of reading
	300	200	450		±0.007% of URL	±0.01% of reading
		840			±0.002% of URL	±0.01% of reading
	500	200	750		±0.010% of URL	±0.01% of reading
	1500	200	2250		±0.010% of URL	±0.01% of reading
		300			±0.004% of URL	±0.01% of reading
		400			±0.004% of URL	±0.01% of reading
		840			±0.004% of URL	±0.01% of reading
	3000*	200	4500		±0.010% of URL	±0.01% of reading
		300			±0.004% of URL	±0.01% of reading
		400			±0.004% of URL	±0.01% of reading
		840			±0.004% of URL	±0.01% of reading
	5300*	200	7420		±0.010% of URL	±0.01% of reading
		300			±0.004% of URL	±0.01% of reading
		400			±0.004% of URL	±0.01% of reading
		840			±0.004% of URL	±0.01% of reading

Fig.20. Data Técnica Medidor Nuflo Modelo 2000
Fuente: Cameron Cía.

En nuestro proyecto los rangos de operación son de 300 Psi como máximo, 50 pulgadas de agua y 120 °F de temperatura, de acuerdo con las tablas de especificaciones y estos rangos, el grado de incertidumbre será de:

$$\text{Incertidumbre MVT} = 0.30 \%$$

Los volúmenes vendidos son de 2.8 a 3.0 MMPCD de gas natural, con un poder calorífico promedio de 1050 BTU/MMPC, Con la creciente demanda debido al cambio de matriz energética por gas natural, la empresa prevé incrementar los volúmenes vendidos, para ello es importante contar con un sistema de medición confiable y de exactitud.

El actual sistema de medición, el cual es a través de placa de orificio como hemos podido estudiar y determinar en los capítulos anteriores, presenta:

$$\text{Incertidumbre Placa de Orifico} = 1.0 \%$$

Es decir, que por un volumen de 1 MMPC de gas transferidos se deja de contabilizar 10000 PC de gas por día, ante esta situación y con la finalidad de incrementar los volúmenes se evalúa instalar un sistema de medición con mayor exactitud, en nuestro caso el medidor ultrasónico.

Por tanto, la incertidumbre en el sistema de medición actual por placa de orificio es de:

Incertidumbre Sistema de medición = 1.3 %.

Este porcentaje de incertidumbre representa un valor alto dentro de los cálculos volumétricos de gas natural, representa un volumen significativo en la contabilidad de volúmenes, por tal motivo evalúa el cambio del sistema de medición por placa de orificio por un sistema basado en un medidor ultrasónico que cuenta con mayor exactitud.

4.2. DISEÑO DE MEDIDOR ULTRASÓNICO.

4.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ULTRASÓNICO.

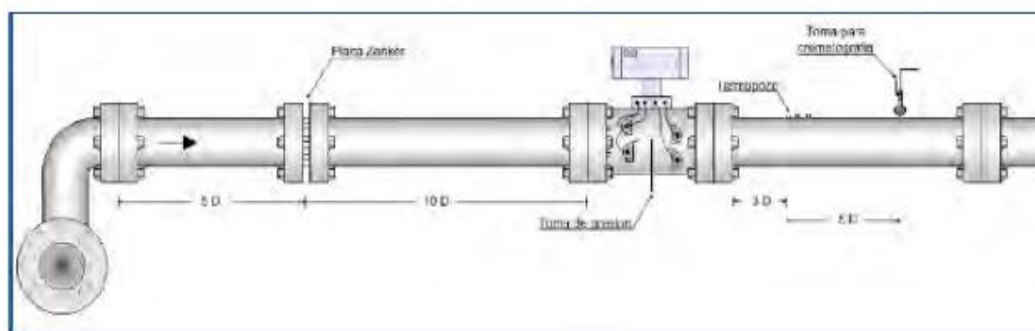


Fig.21. Data Técnica Medidor Ultrasónico
Fuente: Emerson Cía.

Para todos los tamaños de medidores se aplican los siguientes requisitos:

Repetibilidad: $\pm 0.2 \%$ para $q_t \leq q_i \leq q_{max}$.

$\pm 0.4 \%$ para $q_t \leq q_i \leq q_{max}$.

Resolución: 0.001 m/seg

Intervalo de velocidad de muestreo: ≤ 1 segundo.

Error máximo pico a pico: 0.7% para $q_t \leq q_i \leq q_{max}$.

Lectura de flujo cero: < 12 mm/seg para cada camino acústico.

La norma (AGA 09) hace referencia al error máximo clasificados como de gran capacidad, que abarca los diámetros a partir de 12", inclusive, y los de baja capacidad, que son los menores de 12".

La norma establece con claridad explícita que tanto los medidores ultrasónicos calibrados como los no calibrados deben cumplir con los límites de error indicados.

Medición De Caudal De Gas En Un Medidor Ultrasónico

	Valor promedio	Variación
Presión de operación, psig	349.572	1.291
Temperatura del fluido, °F	55.502	7.816
Presión atmosférica, psia	13.126	Valor fijo
Caudal del gas a condiciones de flujo, PCH	30649.637	

Fig.22. Data Técnica Medidor Ultrasónico

Fuente: Emerson Cía.

Elemento primario (Medidor Ultrasónico):

Tipo	Ultrasónico (tiempo de tránsito)
Diámetro nominal, pulgadas	8
Nº de transductores	8
Nº de trayectorias	4
Alcance de la medición, PCH (pies cúbicos por hora)	3450 a 114200 PCH

Fig.23. Data Técnica Medidor Ultrasónico

Fuente: Emerson Cía.

De acuerdo con las condiciones de operación, el transductor opera aproximadamente al 34.96% del alcance de medición, lo que permite confirmar su operación dentro del alcance adecuado según las buenas prácticas metrológicas establecidas en el reporte API RP-552 (20% - 90% del spam).

4.2.2. SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE MEDIDOR ULTRASÓNICO.

DIMENSIONAMIENTO:

Para el dimensionamiento del tipo y características del medidor ultrasónico a elegir se ha considerado los parámetros de operación actual, así como las características fisicoquímicas del gas a hacer transferido, y previendo un incremento máximo de 5 MMPCD.

De acuerdo a esto tenemos:

Process Flow Conditions	Unit System	US Customary			
	Reference Conditions				
		Pres.Base (psig)		Temp. Base (°F)	Atmospheric Pressure (psi)
		0		60	14.73
	Gas Composition	Gas Dry.			
	Operating Conditions				
		Min	Oper	Max	Units
	Flow Rate	2000000	4000000	5000000	SCFD
	Temperature	80	90	100	°F
	Pressure	200	230	250	psig
	Allow able Gas Velocity in Pipe				
		Min	Max	Unit	
		3	80	ft/sec	
	Maximum Flow occurs at	Min Pressure, Max Temperature			
	Minimum Flow occurs at	Max Pressure, Min Temperature			

Pipe Inner Diameter and Velocities	Ideal Pipe Diameter (inch)	6.000			
	Selected pipe size and schedule	6" Sch 80 (5.026") : 100 DN (102.2604 mm)			
	Selected Pipe Diameter (inch)	6.000			
		@ Min-Flow	@ Oper-Flow	@ Max-Flow	Units
	Flow Velocity	14.65	32.44	47.3	ft/s
	SCFD (QBase)	2,000,000	4,000,000	5,000,000	ft3/day
	Flow Pressure	250	230	200	psig
	Flow Temperature	80	90	100	°F
	Flow Compressibility(ZFlow)	0.9667	0.9712	0.9764	na
	Base Compressibility(ZBase)	0.9979	0.9979	0.9979	na

Fig.24. Variables para instalación de un Medidor Ultrasónico
Fuente: Emerson Cía.

De acuerdo a los valores mostrados y con el apoyo de la empresa EMERSON, se ha optado por seleccionar el Medidor Ultrasónico Emerson 3410, que cuenta con las características necesarias para lograr una mayor precisión con los volúmenes actualmente transferidos.



Fig. 25 Medidor Ultrasónico Emerson 3410
Fuente: Emerson Web.

La realidad en campo es diferente. Las tuberías pueden contaminarse con líquido y acumulaciones, lo que perjudica la exactitud de la medición como hemos observado en los capítulos anteriores. Si no se detecta rápidamente, una cantidad pequeña de aceite o agua en el gas u otra contaminación en la tubería pueden dar lugar a desequilibrios y discrepancias

importantes. Además, los procedimientos recomendados actuales para el diseño de la medición de gas incluyen un medidor adicional para verificación y redundancia, lo que puede ser una opción costosa.

Para resolver estos desafíos, se ha seleccionado el medidor ultrasónico de Emerson de la SERIE 3410 este medidor ultrasónico de marca Daniel de caudal de gas de doble configuración es la combinación de dos medidores en un solo cuerpo con cuatro características de diseño principales:

- Una configuración de ruta flexible para adaptarse a los requerimientos exactos de su proceso.
- Una mezcla única de diseños de ruta reflectivo y de filamentos para una detección temprana de líquido y acumulaciones sin comprometer la medición fiscal
- Un software patentado Smart Meter Verificación de Emerson que permite que se amplíen los intervalos entre recalibraciones.
- El diseño completamente redundante reduce la inversión en instalación cuando se necesitan dos medidores fiscales.

4.2.3. INSTALACIÓN.

La recomendación mínima de tubería ascendente para todos los medidores ultrasónicos de gas de la serie Daniel 3410 deben ser realizados de acuerdo al AGA 09, se puede observar en la siguiente figura.

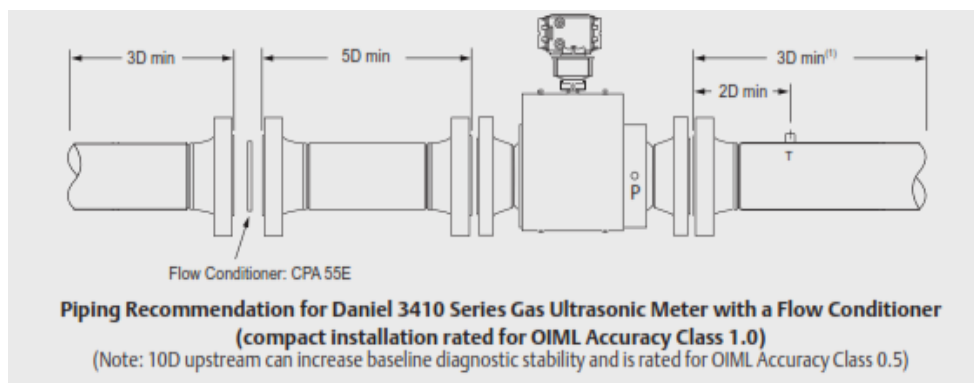


Fig. 26 Especificaciones para Instalación Medidor Ultrasónico Emerson 3410
Fuente: Emerson Web.

4.2.4. EXACTITUD Y PRECISIÓN.

De acuerdo con la información técnica del equipo podemos observar que el medidor presenta una incertidumbre del $\pm 0.1\%$.

Daniel Dual-Configuration 3410 Series Gas Ultrasonic Meter Specifications

Performance	Models 3415 & 3416	Model 3417
Accuracy	±0.1%, OIML Accuracy Class 0.5 (4-path meter); ±0.2% (1-path/2-path meter)	
Temperature Range	-50°C to +100°C (-58°F to +212°F)	
Pressure Range	689 to 25,759 kPa (50 to 4,000 PSIG)	
Mechanical and Material		
Line Sizes	DN200 to DN600 (8-in to 24-in)	DN200 to DN1050 (8-in to 42-in)
Pressure Ratings	PN50 to PN200 / ANSI 300 to ANSI 1500	
Forging Materials	Carbon Steel, Stainless Steel (optional), Duplex (optional)	
Availability		
Lead Times (carbon steel)	DN200 to DN400 (8-in to 16-in, ANSI 600): 8 weeks / Additional Sizes: 10 to 12 weeks	

Fig.27.- Especificaciones técnicas Medidor Ultrasónico Emerson 3410
Fuente: Emerson Web.

CAPITULO V

5.1. EVALUACIÓN FINANCIERA.

CALCULO DE RETORNO DE INVERSIÓN LUEGO DE CAMBIO DE PLACA ORIFICIO A MEDIDOR ULTRASÓNICO.

DATOS DE PROCESO:

Flujo:	3.5	MMSCFD
Presión:	250	PSI
Energía:	1050	BTU/SCF
Precio x MMBTU:	\$3.50	USD
Energía transferida por día:	3,675	MMBTU
Flujo de dinero por día:	12,863	USD

NOTA:

Incertidumbre de sistema de medición actual:	$\pm 1.3\%$
Incertidumbre de sistema propuesto:	$\pm 0.3\%$

INGRESOS POR AHORRO EN COSTO DE MANTENIMIENTO:

Costo anual de mantenimiento de Placa Orificio.

- Costo de repuestos de internos	\$	500
- HH (\$40) x 8 H x 2 Tec. x 4 Veces x Año	\$	2,560
	Subtotal:	\$ 3,060

Costo anual de mantenimiento medidor ultrasónico:

- Costo de reemplazo de partes	\$	-
-Verificación HH (\$40) x 2 H x 1 Tec. x 2 Veces x Año	\$	320
	Subtotal:	\$ 320

Ahorro anual en costos de mantenimiento Total: **2740.00 \$**

INGRESOS ADICIONALES POR FLUJO NO CONTADO:

Mejora de la incertidumbre (error):	0.70%
Flujo de dinero incremental por día:	\$ 90.04
Incremento de flujo de dinero por año:	\$ 32,864

INVERSIÓN INICIAL:

Medidor Ultrasónico (inc. Tramos y Calibración):	\$	63,565
Costo montaje e instalación:	\$	2,500
Configuración y puesta en marcha:	\$	1,500
Costo Total:	\$	67,565

ANÁLISIS FINANCIERO:

	Año 0	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Flujo Neto	\$ -67,565	\$ 35,604	\$ 35,604	\$ 35,604	\$ 35,604	\$ 35,604	\$ 35,604	\$ 35,604

VAN antes de restar la inversión inicial:	\$ 198,753
VAN restando la inversión inicial:	\$ 131,188

TIR = 50 %

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN:

Recuperación (Payback Time) en años:	1.90
Recuperación (Payback Time) en meses:	22.77

CONCLUSIONES:

1. De acuerdo con los resultados obtenidos podemos observar que la placa de orificio nos da un error en la medición de aproximadamente 1% y el sistema de medición ultrasónico un error máximo del 0.3%.
2. El conocer las incertidumbres en los sistemas de medición por placa de orificio y ultrasonido permiten evaluar el impacto económico en la empresa en evaluación, la cual es proporcional a los volúmenes de transferencia.
3. En el cálculo volumétrico con placa de orificio y ultrasónico, con este último se obtiene un beneficio mayor debido a su mayor precisión, es así que se obtiene un mayor ingreso monetario por volumen vendido.
4. La medición de caudal volumétrico podría presentar altos valores de incertidumbre si ha habido falta de buenas prácticas metrológicas o falta de atención a las condiciones de instalación.
5. Las actividades de inspección de los sistemas de medición forman la estructura básica para la identificación y cuantificación de las fuentes de incertidumbre por lo que constituyen una contribución importante de las actividades de inspección de los sistemas de medición de gases como la medición del gas natural.
6. Todos los niveles de las empresas tienen responsabilidad sobre el programa de aseguramiento metrológico.

RECOMENDACIONES:

1. Se debe considerar la instalación del sistema de medición ultrasónico como sistema de medición principal de gas natural en el punto de venta y fiscalización 321, este cambio de método de medición deberá ser implementado directamente proporcional al aumento de volúmenes de venta, ya que así se garantiza un mayor beneficio.
2. Los equipos de medición que se utilicen dentro del sistema deben estar debidamente identificados y operados dentro de un ambiente adecuado, disponibles y con calibración vigente. Igualmente, las condiciones ambientales deben estar documentadas, debiéndose realizar un seguimiento y registros de ellas, haciéndose las correcciones pertinentes en caso de estar fuera de los parámetros establecidos.
3. El Estado, a través de Perúpetro, en la medida que a cualquiera de los actores que actúa en el Punto de Fiscalización o en transferencia de custodia (vendedor, comprador o Estado) le interesa una mejor precisión cualesquiera que sean las razones: incumplimiento de regulación, mejora en la determinación de regalías, del canon, y otras, es que debe asegurarse que el reporte de las mediciones incluya la incertidumbre estimada. Por tanto, se sugiere que el Estado a través de la Dirección General de Hidrocarburos, DGH, emita un Reglamento de Mediciones o Lineamientos de Medición que establezca la obligatoriedad del sistema de medición, la mejora del sistema hasta ciertos niveles de incertidumbre y auditorías de medición en puntos operativos y puntos de fiscalización.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ADANIYA, BEATRIZ, RICARDO PIZARRO Y EVA ORÉ. **Curso Incertidumbre de las mediciones. 2007.**
2. AMERICAN GAS ASSOCIATION. (1992). “Report No. 3: **Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids**”.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (1993) “**Capítulo 21 “Flow Measurement using Electronic Metering Systems, Section 1 Electronic Gas Measurement**”.
4. CIED (1999), “**Criterios para la Medición del Gas Natural**”, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Venezuela.
5. SANTAMARÍA, N.(1986). “**Modelo para Análisis de Sistemas de Medición de Gas Natural con Placa de Orificio**”. Instituto Americano del Petróleo. Mexico.
6. FUENTES O., JOSÉ AUGUSTO Y EMERSON FABIÁN TAVERA. **Incertidumbre en la Medición Aplicada a los Fluidos – Gas. Corporación CDT de Gas. 2008^a**
7. “ **Natural gas production Engineering**”- Chi U. Ikoku, The pennsylvania State University.
8. Consultas a Internet:
www.emersonprocess.com
www.gas-training.com
www.pdvs.com
www.tecnosistemas.com/co

